

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов»

УДК 622.691.4.053(24):620.193

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Петров Константин Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин Алексей Геннадьевич	к.х.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Поздеева Галина Петровна	к.ф.н, доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н, доцент		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы</i> –в области интеллектуальной собственности	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающ ей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов "</i>

Исходные данные к работе	Подземный газопровод подверженный почвенной коррозии.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>1) Провести литературный обзор в области дефектов магистральных газопроводов согласно нормативным техническим документам;</p> <p>2) Рассмотреть факторы, влияющие на скорость коррозии магистрального газопровода;</p> <p>3) Провести математическую модель влияния скорости коррозии на магистральный газопровод;</p> <p>4) Продумать рационализаторское предложение и рассчитать технико-экономический эффект по рассматриваемой теме.</p>
Перечень графического материала	<p>- Карты Шухарта для выявленных дефектов изоляции и удельных сопротивлений грунта.</p> <p>- Графики аппроксимации опытных данных.</p> <p>- Зависимость глубины коррозийных дефектов от времени эксплуатации.</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент,	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.

ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД, ШБИП
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП	Поздеева Галина Петровна, доцент, к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Коррозия магистральных трубопроводов под действием почв и грунтов	
Мониторинг коррозии нефте- и газопроводов	
Прогнозирование скорости коррозии подземных трубопроводов	
Влияние размера дефекта и агрессивности грунта на коррозию подземных нефте-и газопроводов	
Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
------------------------------------------------------------------------------------------	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин Алексей Геннадьевич	к.х.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Петров Константин Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Петрову Константину Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Организационная структура управления
Линейный календарный график выполнения работ
Графики динамики и сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Петров Константин Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Петров Константин Иванович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Изучение влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: магистральный газопровод. Область применения: транспортировка природного газа.
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. Трудовой кодекс РФ: - ст. 92 ТК РФ; - ст. 117 ТК РФ; - ст. 147 ТК РФ. 2. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа".
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Объекты газопроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности. Вредные: 1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе. 2. Повышенный уровень шума. 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные: 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс вредных и токсичных веществ. Гидросфера: загрязнение поверхностных и подземных вод. Литосфера: утечка или разлив вредных и токсичных веществ.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: лесные пожары, по причинам техногенного характера, паводковые наводнения, взрывы, утечка. Наиболее вероятные ЧС: возгорание на

	производственном объекте.
--	---------------------------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Петров Константин Иванович		

РЕФЕРАТ

Диссертационная работа 159 с., 45 рис., 24 табл., 33 источника, 1 прил.

Ключевые слова: магистральный газопровод, скорость коррозии, коррозионная среда, почвенный электролит, грунтовый электролит, коррозия, дефекты изоляции, коррозионное обследование, контрольная карта шухарта,

Объектом исследования является (ются) дефекты магистральных газопроводов и коррозионных сред, влияющие на скорость коррозии. Исследуемый участок 440-490 км, с протяженностью 50 км.

Цель работы – исследование влияние размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов.

В процессе исследования проводились анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального газопровода с применением контрольной карты Шухарта, проведен расчет прогнозируемой скорости коррозии, анализ вредных и опасных производственных факторов, анализ экономической эффективности

В результате исследования был проведен прогноз скорость коррозии, обработка полученных данных контрольной картой Шухарта для выявленных дефектов изоляции газопровода, даны рекомендации по снижению вредных и опасных производственных факторов и неблагоприятного влияния на окружающую среду.

Область применения: данный метод исследования применяется в областях защиты магистрального газопровода от коррозии с целью прогнозирования скорости коррозии с течением времени.

Экономическая эффективность/значимость затрат на проведение мероприятий капитального ремонта магистрального газопровода, в связи с нарушениями коррозионными дефектами. Вместе с этим рассчитали затраты на технику и топлива, амортизационные отчисления, затраты на материалы и затраты на оплату труда специалистов. На проведение мероприятия капитального ремонта магистрального трубопровода, в связи с нарушениями коррозионными дефектами потребуется 14470,28 тысяч рублей. Наибольший удельный вес (85%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают расходы на эксплуатацию машин и оборудование.

					<i>Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Петров К.И.			РЕФЕРАТ	Лит.	Лист
Руковод.		Зарибин А.Г.					10
Консульт.							159
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				НИ ТПУ зр.2БМ81	

Сокращения

В ходе процесса работы ВКР применены следующие сокращения:

- МГ – магистральный газопровод;
- ЛКП – лакокрасочное покрытие;
- ЛПС – линейное поляризационное сопротивление;
- СКО – среднеквадратичное отклонение;
- КО – коррозионное обследование;
- ПСК – прогнозируемая скорость коррозии;
- СКЗ – станция катодной защиты;
- ЭХЗ – электрохимическая защита;
- ВТД – внутритрубная диагностика;
- УЗД – ультразвуковая диагностика;
- ПКО – повышенная коррозионная опасность;
- ВКО – высокая коррозионная опасность;
- ПКЗ – противокоррозионная защита;
- КИП – контрольно-измерительный пункт.

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров К.И.			Сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарцдин А.Г.					11	159
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Содержание

РЕФЕРАТ	10
Сокращения	11
Введение	15
1. Обзор литературы	17
1.1. Коррозия магистральных трубопроводов под действием почв и грунтов.....	17
1.2. Влияние размера дефекта и агрессивности грунта на коррозию подземных нефте- и газопроводов	25
1.3. Биокоррозионная активность грунта	29
1.4. Факторы, влияющие на коррозионную скорость.	36
2. Объекты и методы исследования	39
2.1. Мониторинг коррозии нефте- и газопроводов	39
2.2. Определение прогнозируемой скорости коррозии металлических трубопроводов	41
2.3. Комплексная оценка коррозионной агрессивности грунтов участка магистрального нефтепровода	44
2.4. Исследование коррозии газопровода в условиях Арктики.....	53
2.5. Прогнозирование возможного диапазона размеров и глубин коррозионных трещин на поверхности магистрального газопровода	58
2.6. Математическое моделирование скорости углекислотной коррозии .	67
2.7. Прогнозирование скорости коррозии подземных трубопроводов	78
3. Коррозионное обследование магистрального газопровода	82
3.1. Электрометрическое обследование	82
3.1.1. Состав работ при выполнении комплексного периодического обследования подземных объектов	86
3.1.2. Определение положения трубопровода	89
3.1.3. Определение дефектов изоляционных покрытий трубопроводов...	91

					<i>Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петров К.И.</i>			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарибин А.Г.</i>					12	159
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

4.	Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода	94
4.1.	Магистральный газопровод протяженностью (440 - 490 км) 50 км 2002 год.....	94
4.2	Магистральный газопровод 2 нитка 0 км - 317 км 2015	103
4.3	. Глубина коррозионных дефектов газопроводов	107
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	109
5.1.	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	109
5.2.	Календарный план проекта	111
5.3.	SWOT-анализ.....	113
5.4.	Затраты на проведение аварийно-восстановительных работ.....	114
5.5.	Расчёт амортизационных отчислений.....	117
5.6.	Расчет затрат на основные и вспомогательные материалы	118
5.6.1.	Фонд оплаты труда специалистов	119
6.	Социальная ответственность	122
6.3.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	123
6.3.1.	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	124
6.4.	Производственная безопасность	125
6.5.	Анализ опасных и вредных производственных факторов	126
6.5.1.	Отклонение параметров климата на открытом воздухе	126
6.5.2.	Повышенный уровень шума.....	127
6.5.3.	Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	128
6.5.4.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.....	129
6.5.5.	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	130
6.6.	Экологическая безопасность	131
6.6.1.	Защита атмосферы	132
6.6.2.	Защита гидросферы	133
6.6.3.	Защита литосферы	135
6.6.4.	Отходы производства	135

6.7. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	136
6.8. Вывод.....	138
Заключение	139
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ А	145
A5. Analysis of corrosion damage to the insulating surface of the main pipeline	152

Введение

Мировая система транспортировки углеводородов обширная область, в которой большую часть мощности составляют магистральные трубопроводы по всему миру. По всей стране построены нефтегазосборные пункты, где с месторождений углеводороды перекачиваются по промысловым трубам. Затем сырье перекачивают в установку для подготовки, в которой происходит очистка, дегидратация и удаление примесей. В дальнейшем углеводородная смесь поступает через перекачивающие агрегаты в магистральные линии – трубопроводы и устремляется к потребителю через тысячи километров. Основной целью магистральных трубопроводов является бесперебойная транспортировка продукта в потребляемую часть. Чтобы поддержать данную цель, необходимо поддержать надежность или эксплуатационную способность магистрального трубопровода.

Обеспечение эксплуатации производственного оборудования на протяжении всего срока службы и обеспечение его надежной работы являются основными целями организаций эксплуатирующих газонефтегазотранспортные сети. Для достижения этих целей эти организации решают технические, технологические, экономические и организационные задачи.

На основе нормативных технических документов, определение «Надежность» является свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

					<i>Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петров К.И.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарибин А.Г.</i>					14	159
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

В настоящее время причины аварий и отказов магистральных газопроводов лежит в нарушении параметра «надежности», а именно в процессе разрушения трубопровода коррозией.

Процесс разрушения металла под действием химических и электрохимических воздействий со стороны окружающей среды, принято называть коррозией. Параметры коррозии является агрессивность грунта, скорость коррозии. Виды коррозионных разрушений могут выступать как питтинговая коррозия, сплошная равномерная, сплошная неравномерная, язвенная и т.д.

В научной работе Малос Халома описывается зависимость скорости коррозии от размера дефекта трубы, исследование агрессивности окружающего грунта на скорость коррозии трубопровода.

Целью работы является исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов.

На основе поставленной цели определены следующие задачи:

1. Провести литературный обзор в области дефектов магистральных газопроводов согласно нормативным техническим документам;
2. Рассмотреть факторы, влияющие на скорость коррозии магистрального газопровода;
3. Провести математическое представление прогноза глубины коррозионного дефекта магистрального газопровода;
4. Рассчитать технико-экономический эффект по рассматриваемой теме.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

1.1. Коррозия магистральных трубопроводов под действием почв и грунтов

На основании нормативных технических документов магистральные трубопроводы должны иметь комплексную защиту от коррозии, кроме надземных трубопроводов. В состав комплексной защиты входят пассивные и активные защиты, т.е. изоляционное покрытие и средства электрохимической защиты, несмотря на влияние разных величин коррозионной агрессивности грунта. Целью данной защиты является поддержание безаварийной работы магистрального трубопровода на весь срок службы (период эксплуатации).

На время своей «службы» у стальных конструкций, таких как резервуаров и магистральных труб возникают такие дефекты, которые связаны с коррозией. Из-за них появляется вероятность возникновения аварий на работающем магистральном трубопроводе, что повлечет за собой остановку транспортируемого продукта к потребителю. Здесь лежит причина в том, что большинство дефектов влияют на технические параметры, а именно долговечность и надежность. Многолетние практики и исследования показывают, что влияние коррозии на внешнюю поверхность магистрального трубопровода зависит от двух факторов. Первым фактором выступает химический состав и физическое состояние грунта и почв. Второй фактор – это биолого-химические процессы, влажность и температура [1].

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров К.И.			Обзор литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Зарибин А.Г.						16
Консульт.								154
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					НИ ТПУ гр.2БМ81	

Магистральные трубопроводы в основном проложены способом подземный, поэтому они всегда контактируют с землей, соответственно находятся под влиянием свойств грунтов и почв. В данном случае, земля у нас выступает как электролит [1].

На нормативном техническом документе ГОСТ 27593-88 определение почвы написано как самостоятельное естественно-историческое органоминеральное природное тело. Почва возникла из-за различных длительных процессов, которые происходили на поверхности земли. В нем вступают 3 фактора: антропогенные, биотические и абиотические. В результате действия этих факторов образовалось природное тело, которое имеет условия создания развития роста микроорганизмов.

В государственном стандарте 25100-2011, грунт описывается как любая горная порода, почва, осадка и техногенные образования. Они являются и многокомпонентной динамичной системой, и геологической средой. В основном грунт используется в хозяйстве и в инженерных условиях [1].

Основываясь на вышеперечисленное, можно сделать вывод о том, что грунт и почва относятся к виду электрохимической коррозии, вследствие имеющей влаги. Она создает условия для протекания электрохимической реакции, выступая как «электролит с грунтом».

Что такое электрохимическая коррозия? Данный вид коррозии является химической реакцией между раствором электролитом и металлом, иными словами вид коррозионного разрушения, который наблюдается при электрическом контакте металла и коррозионной среды. Сам процесс протекает не одновременно. Электрохимическая коррозия происходит на поверхностях металлов из – за окисления в электролите – коррозионной среде. В качестве электролита могут быть морская и грунтовая вода, вода рек, щелочей, растворы кислот, болот, солей и т.д. Основная особенность этого вида является то, что сам процесс протекает с помощью тока электрического. Данная коррозия в использовании подземного трубопровода более подвержена ему, а именно на наружных поверхностях резервуаров и

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводов, действующими атмосферными и почвенными электролитами [1].

Под понятием подземной электрохимической коррозии подразумевают разрушение металлической части сооружения в результате электрохимической взаимодействия его с электролитической средой (в данном случае – почвенный электролит). Существует такое понятие как скорость коррозии металлической конструкции в почве. Она классифицируется внешним и внутренним фактором. В данном случае интенсивность скорости коррозии зависит от всяких факторов(свойств): температура среды, пористость грунта, влажность грунта, удельное электрическое сопротивление грунта, структуры и воздухопроницаемости.

Воздухопроницаемость грунта зависит от его гранулометрического состава, самой структуры и влажности. Грунт состоит из мелких твердых частиц и чем меньше их величины, тем труднее будет доступ кислорода к поверхности трубопровода, иными словами затрудняется образование коррозионных пар. Хотелось бы добавить минерализацию грунтовых вод. Это относится к внешним факторам. К внутренним факторам можно отнести:

- Сама природа металла;
- Поверхность металла;
- Состояние кристаллической решетки металла.

Всем известно, что каждый металл имеет свои особенности, если смотреть на саму природу металла. Доказано, что металлы, имеющие высокие значения электрохимического потенциала являются более коррозионностойкими, чем другие металлы, имеющие низкий электрохимический потенциал. Следовательно, металлы, которые обладают более низкими значениями потенциала, являются менее коррозионностойкими.

На скорость коррозии также влияет состояние поверхности металла. При грубой обработке металл более подвержен коррозии, а значит, при аккуратной шлифовке металл коррозионностоек. Можно сказать, что если

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

состояние металла будет близок к однородной поверхности, то он будет более коррозионностойким. Кристаллическая структура металла в разных сплавах может иметь дефекты, которые обладают повышенной реакционной способностью, а наличие таких посторонних примесей в сплавах[1].

Электрохимическая коррозия, образующаяся на поверхности металла, связана с работой гальванических элементов. Основная причина – поверхность металла неоднородная из – за увлажнения, каверн, примесей, пор, трещин и т.п.. На основе этого образуются участки с разным электрохимическим потенциалом на поверхности металла. Видно, что образуются участки, имеющие меньший и больший отрицательный потенциал(катод и анод) на поверхности металла. Впоследствии образуются коррозионные пары[1].

Электролит при взаимодействии с металлов приводит к двум электронным процессам: катодный и анодный. Процесс анодный–переход в раствор электролита ионов металла, где протекает гидратация. А к катоду возвращаются оставшиеся электроны. В итоге происходит разрушение металла на аноде.

На всеобщей практике выявлено, что большинство аварий магистральных газопроводов из-за грунтовой или почвенной коррозии обнаруживаются при длительной эксплуатации самой трубы. Следовательно, чем больше наработка, тем больше вероятность образования такого дефекта, как почвенная или грунтовая коррозия. На основании нормативного технического документа ГОСТ 9.602-2016 [3] определяется удельное сопротивление грунта, как в трассовых условиях, так и в лабораторных. Для этого понадобится измерить силу тока между двумя примыкающими электродами, которые лежат в грунте. На значение удельного электрического сопротивления грунта влияют гранулометричность и соленость грунта, а также ее влажность, структура и температура [3].

- подземная биокоррозия - это коррозия, разрушение которого происходит на основе влияния живых микроорганизмов;

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- подземная электрокоррозия – это коррозия из – за блуждающих токов разрушение которого происходит на основе влияния блуждающего тока. Это происходит, когда с железнодорожных дорог стекает ток с рельса на грунт, попадая на наружную поверхность магистрального трубопровода;

коррозия контактная – это вид коррозии, при котором коррозионная стойкость двух разных по свойствам металлов имеет различные значения потенциала на границе контакта в присутствии электролита.

Источниками блуждающих токов являются:

– железные дороги, имеющую тягу на постоянном токе, при условии, что ходовые рельсы применяются на них, чтобы была возможность обратного протекания тока;

– трамвайные линии, при которых верхняя часть имеет контактный провод;

– промышленный, карьерный и рудничный транспорт;

– промышленные установки, сети электроснабжения на постоянном токе и высоковольтные линии;

– агрегаты, которые процесс работы при постоянном токе в речных и морских портах, сварочные аппараты;

– сети телефонной и телеграфной связи на постоянном токе и системы транспортной сигнализации;

– Катодная защита для борьбы с коррозией (наложения тока включена от постороннего источника, усиленного дренажа и станции дренажа) [2].

Обратная полярность существует, когда магистральный трубопровод находится под влиянием блуждающего тока относительно земли. С точки зрения науки химии, коррозия основывается по закону электролиза, а именно что когда трубопровод, находясь под землей, пересекает электрифицированную дорогу, то он попадает в зону влияния блуждающего тока. На скорость распространения и развития коррозии из – за блуждающих токов влияют такие условия как, совпадение коррозионной пары (из – за

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

несплошности материала трубы) с анодной зоной и почвенная коррозия. Они лишь усугубляют процесс развитие коррозии трубы магистрального[2].

Водопроницаемость и влагоемкость грунтов и почв зависит от их пористости и структуры. Определение естественной влажности грунта является отношение объемная масса воды в грунте к массе самого грунта, который высушен до неизменной массы. Если есть понятие как влажность грунта, то существует также понятие влажность почвы. Определение этого понятия заключается в том, что какова степень заполнения водой внутри почвы. Чтобы найти эту степень, необходимо вычислить отношение количество воды к массе твердого сухого вещества. Понятие влажность подразумевает тот смысл, что если содержание влаги в грунте или почве будет увеличиваться со временем, то снижается удельное электрическое сопротивление, вследствие чего, приводит к развитию и процессу протекания коррозий на внешней стенке трубы.

Характерность структуры грунта является пространственной локальной части грунта. Выделяется формой, размером, количественным и качественным соотношением составляющих структуры грунта, характером поверхности и связи. Разновидность грунтов классифицируется в зависимости характерности структуры связи самого грунта[1]:

- мерзлые грунты – это с криогенными структурными связями.
- дисперсные грунты – это с механическими структурными связями
- скальные грунты – это с жесткими структурными связями;
- грунты, имеющие водно-коллоидные связи.

К участкам повышенной коррозионной и техногенной опасности относят подземные участки труб:

- в поливных, черноземных, заболоченных и болотистых грунтах;
- бытовых и промышленных стоков, шлаков и свалок мусора;
- в любых районах страны, имеющие засоленные грунты (солончаковые, солонцы, солоды, соры и др.) и содержащие водорастворимые соли более одного грамма на один килограмм грунта;

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- на поймах реки в подводных переходах;
- на территориях ПХГ, УКПП, КС, ГПЗ, ГРС;
- на пересечении с разными трубами и в обе стороны на 100 м от места пересечения труб;
- с блуждающими токами от источника постоянного тока;
- имеющие температуру продукта свыше 40 °С.[2]

К участкам, имеющим высокую коррозионную опасность, относят участки:

- которые имеют коррозионный отказ или коррозионное повреждение глубиной более 15% от толщины стенки, в том числе коррозионную скорость, превышающую 0,5 мм/год;
- на которых газопроводы проложены в грунтах, имеющих высокую коррозионную агрессивность;
- таких газопроводов, проложенных на местности с блуждающими токами, при присутствии плюсового сдвига разности потенциалов «земля - труба».

Высокой коррозионной активностью обладает дисперсный грунт. Большинство трубопроводов проложено именно в таких грунтах. Понятие дисперсного грунта является грунт, который имеет совокупность зерен, твердых частиц, обломков и тому прочее элементов. В них существует связи, такие как физико-химическая, физическая или механическая структурная связь.

Существует множество факторов, которые будут влиять на свойство коррозионных активностей грунтов. Например, при транспортировке какого-либо продукта в соответствии с температурой эксплуатации без влажности грунта, то процесс коррозии не будет осуществляться, так как среда электролита отсутствует.

На процессы коррозии трубопроводов наиболее влияют свойства грунта или почв, выделяемые как плотность, так и пористость. Значения

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

плотности минеральных грунтов может колебаться в пределах от 0,9 до 1,8 г/см³, а для органических грунтов колеблется от 0,15 до 0,4 г/см³[2].

Выражение пористости грунта определяют его суммарным объемом всех пустот и пор. Его размерность является в процентах. Значение пористости для некоторых грунтов различаются существенно. Например, для органических грунтов пористость составляет от 80 до 90 %, а минеральных от 25 до 85 % соответственно. Анализ результатов показал, что если они будут находиться в равных условиях, то органический грунт будет иметь более высокую коррозионную активность.

Нельзя забывать еще об одном факторе, что пористость и плотность будут различаться, пористость увеличиваться, а плотность уменьшаться при укладке трубопровода в грунт. В таком состоянии трубопровода, увеличивается вероятность проникания в трубопроводе агрессивных компонентов[1].

Гранулометрический состав грунтов также оказывает большее влияние на процесс коррозии трубопроводов. Определение гранулометрического состава заключается в процентном содержании первичных частиц разной крупности по фракциям. Их размерность определяется отношением массы частиц разных по фракциям к совокупной массе грунта. Существуют частицы с размером от 0,005 мм до 1 см. В зависимости от размеров частиц, они разделяются на группы или фракции. На основе опыта и практик инженера выяснили, что чем меньше размер частицы, тем больше грунт сможет удерживать влагу. Это доказывает, что грунт имеет большую удельную поверхность. С точки зрения коррозии, частицы с самым малым размером имеют способность крепко удерживать воду, несмотря даже на равноценные условия. Поэтому их относят к категории глинистые. Частные случаи, относящие к опасным, происходят, когда трубопровод лежит под землей, соседствуя между двумя разнородными грунтами. В этом случае, оголенный участок трубы подвергается к воздействию гальванического пара,

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

т.е. образование разности потенциалов и начинается процесс развитие коррозии [1].

Разрабатываемые проекты для противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов должны проходить проверку на соответствие с нормативными техническими требованиями, указанных в государственных стандартизациях. Исполняющие проверку, в данном случае, являются специализированные организации.

Как у любого технического средства, трубопровод тоже должен иметь паспорт и сертификат. Сертификат должен быть в соответствии необходимыми параметрами качества противокоррозионной защиты, которые входят в государственных стандартах. В случаях комплексного обследования трубы, сертификат выдается только эксплуатируемым трубопроводам, которые соответствуют к стандарту по результатам данных. Право выдачи сертификата соответствия остается за государственными органами по сертификации, которые внесены в Госреестр.

1.2. Влияние размера дефекта и агрессивности грунта на коррозию подземных нефте- и газопроводов

Коррозия – это опасное явление в современном индустриальном мире. Ежегодный ущерб, который приписывается коррозии во всем мире, составляет 3% от мирового ВВП. Для каждого оператора газораспределительной системы коррозия представляет серьезную угрозу целостности эксплуатируемых активов. Действительно, стоимость этих активов формируется или поддерживается только тогда, когда они способны выполнять свою основную функцию - безопасное и надежное распределение природного газа среди конечных потребителей. Ограниченные финансовые ресурсы, которые операторы могут выделить на возмещение ущерба от коррозии, лишь подчеркивают важность этой проблемы. Коррозия заглубленных трубопроводов из-за дефектов в изоляции имеет большое значение в нефтегазовой промышленности.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В своей работе Марос Халама использовал метод измерения поляризационного сопротивления для относительно точной и быстрой проверки фактической скорости коррозии, которая также соответствует критерию неразрушающего контроля [4].

Сначала он проверил влияние размера дефекта на фактическую скорость коррозии в лабораторных условиях. По-видимому, диаметр меньше 4 мм характеризуется главным образом резким ростом коррозии из-за концентрации всех реакций на небольшой площади. Для таких диаметров дефектов преобладающим механизмом коррозии является питтинг.

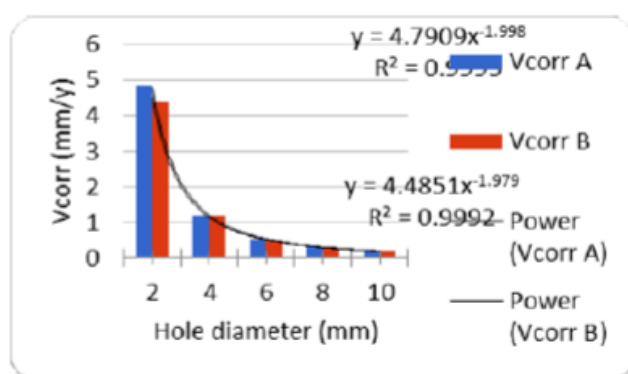


Рисунок 1 – Фактическая скорость коррозии в зависимости от размера дефекта на стальном трубопроводе [4]

При исследовании агрессивности окружающего грунта на скорость коррозии трубопровода Маросом Халамом были проведены измерения на полированной поверхности стали марки X60. Этот метод позволяет в некоторой степени оценить поведение стали после разрушения изоляции в данном месте [4].

Датчик использовался для измерения поляризации «на месте» на трубопроводе как с обработанной поверхностью, так и с продуктами коррозии в двух различных типах почвенных смесей с pH 8,8 и 7,9. Благодаря более высокой активности коррозии в почвенной смеси с pH 8,8 (она имеет более высокую проводимость и общее количество растворенных твердых веществ) по сравнению с почвенной смесью с pH 7,7 и разнице между свежей поверхностью железа и поверхностью с продуктами коррозии, датчик обнаружил высокую активность, среднюю активность и пассивность.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

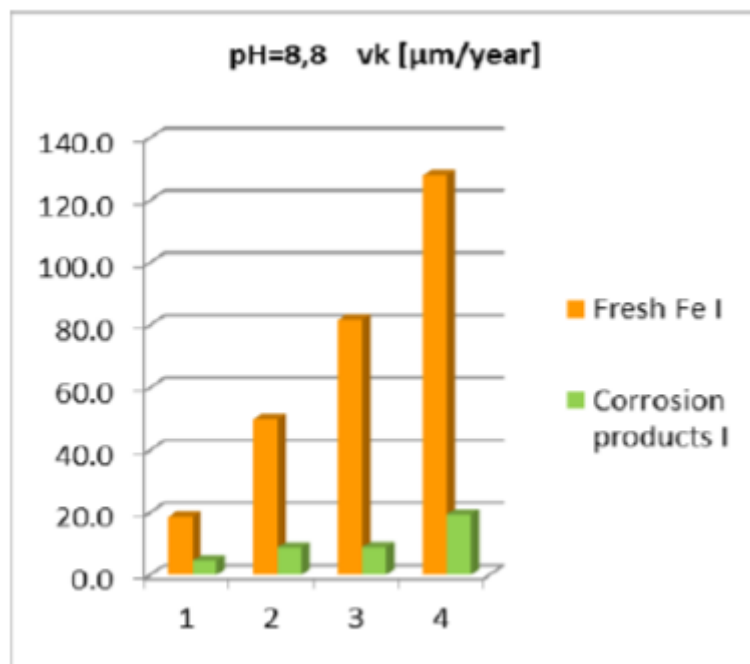


Рисунок 2 – Измерения поляризации «на месте» на трубопроводе методом неинвазивного контроля коррозии с использованием датчика на местности, почвенная смесь pH = 8,8 [4]

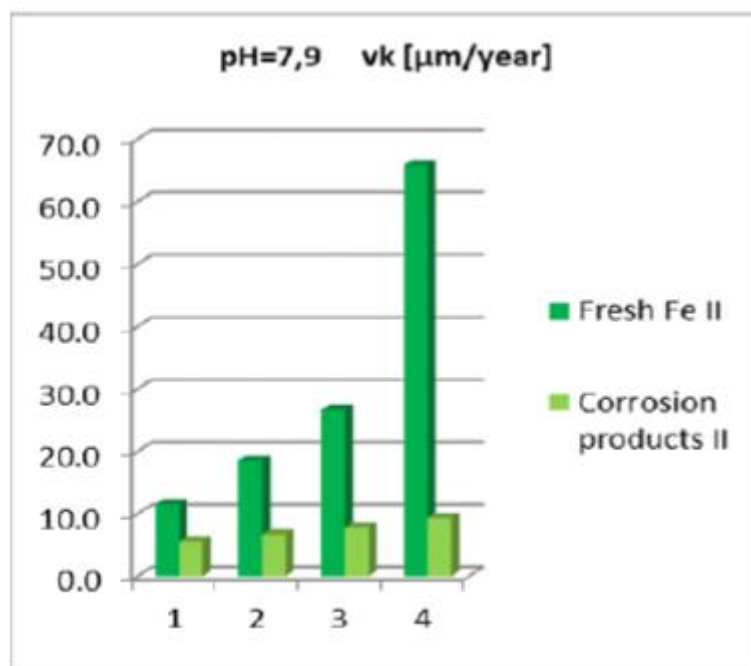


Рисунок 3 – Измерения поляризации «на месте» на трубопроводе методом неинвазивного контроля коррозии с использованием датчика на местности, почвенная смесь pH = 7,9 [4]

На основании опыта более чем 300 измерений в лабораторных условиях и полевых измерений была установлена светофорная сигнализация

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для значений фактических скоростей коррозии, обнаруженных на грунтовой поверхности трубопровода, которая определяла диапазон значений для каждого уровня коррозии - незначительный (безопасная зона), незначительный (слабоопасная зона) и высокий уровень коррозионной активности (опасная зона). Аналогичным образом была установлена сигнализация светофора и для значений фактических скоростей коррозии определенных для точек измерения с продуктами коррозии в почвенных смесях [4]. Из этих измерений можно сделать вывод, что роль защитной функции продуктов коррозии зависит от почвенных условий на исследуемом участке. Интересной находкой стало измерение в районе юго-западных стран, где есть участки с очень подходящим геологическим составом почвы, где измерялись самые низкие скорости коррозии (около 2,5 мкм/год). При таких условиях песчаных пластов 50-летние трубопроводы не подвергались коррозии. В данном месте измерения позволили оптимизировать масштабы реконструкции, в результате которой газопроводы с истекшим сроком службы находились в отличном техническом состоянии без коррозии. В случае перфорации трубопровода или коррозионного разрушения это случаи обусловленные, в основном, концентрированным локальным воздействием агрессивных компонентов окружающей среды, при котором достигается более высокая скорость коррозии [4].

Данная работа Мароса Халама внесла свой вклад в научную верификацию модели оценки риска для трубопроводных сетей с использованием критерия аварийности. Поэтому для комплексной оценки срока службы трубопровода следует учитывать и другие свойства, такие как механические параметры, усталостные свойства и др.

В настоящее время задача состоит в том, чтобы обеспечить структурированный сбор данных от коррозии мониторинг и создание надежной базы данных коррозии, которая будет содержать допустимые параметры коррозии стальных трубопроводов локальных сетей. При этом

					Обзор литературы	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

будут приниматься во внимание такие местные условия, как, например, агрессивность [4].

1.3. Биокоррозионная активность грунта

Почва – внешний слой литосферы, образующийся под действием сразу нескольких протекающих процессов выветривания горных пород и почвообразования, базирующегося на деятельности микроорганизмов и растений. Грунт – это горные породы, не подвергаемые выветриванию и расположенные ниже зоны жизнедеятельности большинства микроорганизмов и растений.

Влажную почву и грунт, представляющую из себя капиллярно-пористую, а наряду с этим и коллоидную систему, можно определить, как проводники второго рода, а точнее электролиты, в тоже время коррозионные процессы металла в почве и грунте имеет смысл анализировать из принципов теории электрохимии. Почва и грунт являются ионными проводниками электрического тока в том числе при относительно малой влажности, а значит, достаточно присутствия в почве только химически или физико-химически связанной воды [5].

У металлических конструкций и сооружений, проблема коррозии является их неотъемлемой частью. Человечество еще не придумал как бороться с коррозией, чтобы устранить их на 100 %. На данный момент не существует метод полного устранения коррозии, однако есть вариант существенно снизить скорость процесса образования коррозии, применяя способы защиты рационально. Эти методы нацелены на источник возникновения дефекта коррозии. Кроме почвенных и грунтовых коррозий, существует микробиологическая коррозия, которая играет немаловажную роль при борьбе с коррозией. Поэтому биокоррозия является актуальной проблематикой в нефтегазовой отрасли [5].

Сущность процесса биоразрушения или биодеструкции металла основывается на образование биопленки. Она может повлиять на интенсивность распространение коррозии. Характерные особенности

					Обзор литературы	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

данного вида коррозии – это возможность протекания в тех местах, где нельзя ожидать коррозионных поражений и имеет очень высокую скорость распространения. Причиной является сами бактерии, которые имеют свойство многократно размножаться и адаптации к любым условиям окружающей среды. Не все микроорганизмы идентифицированы, вызывающие условия биокоррозии. Этим условием характеризуются водородным показателем pH от 1 до 10,5, то есть микроорганизмы живут в средах кислой, нейтральной и щелочной. Жизнеспособность этих организмов существует в температурных режимах от 6 до 40 °С. Бактерии, как с точки зрения биологии, известным тем, что они легко вступают в реакцию с разными химическими веществами. Реагентами бактерий – это неорганические элементы как углерод, сера, железо, а также азот, калий, водород и естественно кислород [5].

В биоценозе аэробные бактерии и анаэробные почти всегда существуют совместно. Наиболее сильная коррозия наблюдается в болотистой местности с pH=6,8...7,8, наполненных органическими остатками с пониженным содержанием кислорода. При подземной коррозии труб и повреждениях изоляционных покрытий существенное участие принимают именно бактерии. Состав топлива, наличие влаги, pH среды и температура способствуют развитию сульфатредуцирующих бактерий в бензобаках.

Чтобы осуществить химическую реакцию на катодном участке, необходимо восстановить сульфат – ионов до сульфида - ионов. Для этого понадобятся бактерии, а именно десульфатирующие или сульфидогенные. В результате реакции, выделяется сульфид водорода, который значительно уменьшает усилие водорода в грунтах, где есть кислая и слабокислая среда. Отметим, что в этой ситуации сульфид ионы увеличивают скорость анодного процесса. Раз уж увеличивается скорость анодного процесса, то соответственно увеличивается значение тока коррозии. Следовательно, процесс разрушение металла кардинально меняется в худшую сторону. С помощью станций катодной защиты можно изменить значение потенциала в

					Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отрицательную или в положительную сторону. Однако, это может привести к увеличению затрат на использование избытка электричества при катодной деполяризации для защиты металлического сооружения. Также, в случае анодной деполяризации, значение защитного потенциала смещается до крайнего значения – 0,85 В, что способствует к развитию процесса коррозии. Растворения металла может произойти, если присутствуют серобактерии или тионовые бактерии. Их нельзя забывать, так как несут собой немаловажную опасность. Когда они живут на поверхности самого металла, то они создают нерастворимую пленку полигидрат оксида железа или гидроксид железа трёхвалентного. Они являются причиной к образованию дифференциальной аэрации (макрокоррозионной пары), что в дальнейшем будет ухудшать состояние трубопровода, усиливая воздействие процесса коррозии [5].

Чтобы избежать от биоразрушения или биодеструкции необходимо соблюдать нижеперечисленные намерения:

1. Повышением коррозионной стойкости металлов и лакокрасочных покрытий;
2. Применением полимерных материалов и ЛКП, включающих биоцидные добавки;
3. Обработкой поверхности конструкций и машин смесью, включающей гидрофобизирующие, ингибирующие добавки и биоциды (на поверхности образуется гидрофобная пленка, которая препятствует удержанию воды и ухудшает условия для закрепления микроорганизмов). Фунгициды (биоциды), поражают микроорганизмы, но они не должны влиять на защищаемый материал;
4. Поддержанием определенных условий эксплуатации: относительная влажность не должна быть более 80%, температура – не более 20 °С, воздухообмен и чистый воздух; отсутствие загрязняющих веществ на поверхности защищаемой конструкции; вводом в агрессивные водные среды действенных добавок бактерицидов; применением средств консервации, содержащих ингибиторы коррозии.

					Обзор литературы	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оценку биокоррозионной активности благо занималась Чеснокова [5]. В ее работах были определены значение бактерий цикла, общая насыщенность вещества железа и количество вещества серы. Пробы были взяты из земли, находящейся в Ханты – Мансийском округе. Вычислены удельные значения сопротивления грунта. Способ отбора грунта был совмещен с работой шурфовки, полагаясь нормативным техническим документов [5]. Работа с грунтом представляет собой, как работа химика - лаборанта. Чтобы сохранить влажность грунта, необходимо было пользоваться химическим шпателем, полиэтиленовым пакетом и стерильной бумагой. Достаточно брать 25 г грунта, чтобы получить достоверные результаты. Например, для почвенного исследования, необходимо заранее приготовить почвенную взвесь. Для этого, берут 10 г грунта и растворяют с дистиллированной водой в объеме 0,09 л. Помимо этого исследования, были выявлены количество вещества десульфатирующие бактерии и серобактерии. Эти группы бактерии подвергались к откачиванию воздуха при нахождении количества веществ. В пробирку с почвогрунтом создали условие стерильной питательной среды Постгейта. При этом зажимали на концах герметичными пробками. Полученную пробирку поставили в химический шкаф на 480 часов и установили 28 °С. Данное изучение должно требовать по государственным стандартам, поэтому их поставили на ежедневный контроль. Признаки определения количество вещества микробиологических клеток – это идентификация роста десульфатирующих бактерий, а также почернения или помутнения внутри пробирки, касающейся относительно средой Постгейта[5].

Кроме вышеуказанного эксперимента, провели на анализ количества вещества автотрофных серобактерий. Заблаговременно создавая условия питательной среды Бейеринка внутри пробирки, в качестве метода анализа приняли использовать эту же пробирку с почвенным посевом в водной суспензии. Полученную пробирку поставили в химический шкаф на 168 часов и установили 301 К. Признаки определения количество вещества

					Обзор литературы	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

микробиологических клеток – это обнаружения роста серобактерий, а также образования пленки серы и помутнения внутри пробирки, касающейся относительно средой Бейеринка. Количество бактерий в суспензии вычисляли в $0,001 \text{ дм}^3$ этой взвеси[5].

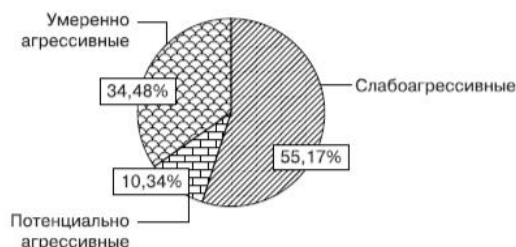


Рисунок 4 – Анализ почвы согласно критерию биокоррозионной активности [5]

Чтобы показать оценку биологической коррозионной активности грунта и почвы, необходимо полученные значения из опыта вставить в соответствующую формулу. Формула в краткой ясности описывается как вычисление логарифма полученного числа из дроби. Дробь состоит, как мы все знаем, из числителя и знаменателя. В числителе входит умножение числа количества веществ сульфидогенных бактерий и серобактерии, а в знаменателе стоит значения, измеренной мультиметром, сопротивления грунта. Полученное число охарактеризует оценку биологической активности грунта по отношению коррозии[5].

В процессе длительного исследования этих почвогрунтов в зависимости значения биологической коррозионной активности выявлены следующие характеры проявления грунтов: потенциальные агрессивные пробы, средние агрессивные грунты и слабые грунты. После изучения данных проб, выяснилось, что в грунте существует два вида характера активности грунтов. Средние агрессивные грунты и слабые грунты. Значение оценки активности грунта составляет у среднего агрессивного грунта $4,65 \pm 0,2$, а у слабого $2,44 \pm 0,19$ [5].

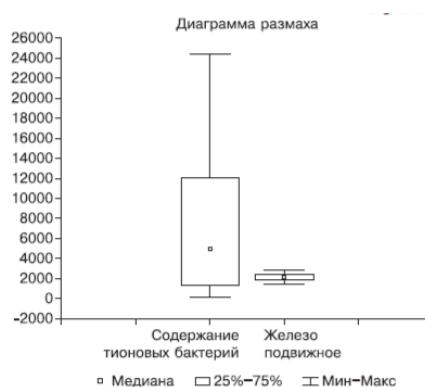
Цель анализа почвы на микроуровне заключалась в выявлении различных бактерий. В результате получилось определить концентрации серобактерии в цикле серы, а десульфатирующие бактерии не обнаружили.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

В ходе исследования входили несколько работ. Например, находили значение среды грунта рН, с учетом влияния на биологическом разрушении бактерий и вычисляли значение концентрации серобактерий в грунте. Выводом исследования заключалось в том, что полученные цифры биологической коррозионной активности вполне соответствовали с нормативными значениями. Кроме цифр, также отмечали серобактерий в пробах, как отдельный вид микроорганизмов [5].

Серобактерии стабильно живут только в кислых или слабокислых средах со значениями рН среды от 0 до 5,5. Это доказывает, что они имеют потенциальные или сильные окислительные свойства по отношению с металлом. Следовательно, скорость развитие коррозии в окислительных процессах увеличиваются за счет серобактерий. Что касается водородного показателя, он уменьшается. Причиной этого служит увеличение концентрации водорода.

С точки зрения математической статистики, то концентрация серобактерии и значение коррозионной активности имеют достаточно высокую корреляционную связь. Зависимость между концентрации железа и выявленных бактерий является прямолинейной.



*Рисунок 5 – Содержание тионовых бактерий и железа в почве:
по оси X – выделение из почвы тионовых бактерий, железа подвижного;
по оси Y – концентрация тионовых бактерий в 1 г почвы, железа
подвижного (мг/кг) [5]*

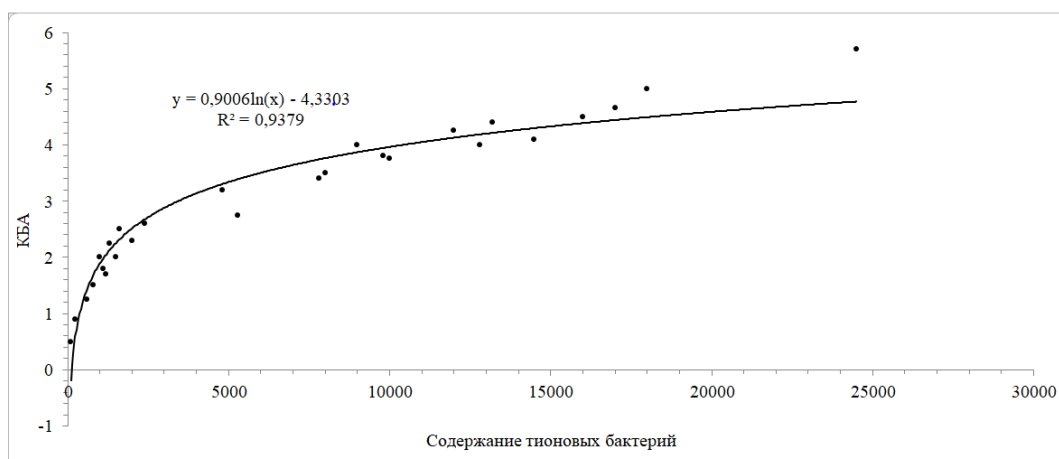


Рисунок 6 – Диаграмма зависимости содержания тионовых бактерий от КБА грунта [5]

Результаты математических данных привели к тому, что существуют некие информации по поводу модели содержания серобактерий в грунте. На графике по горизонтали будет количество серобактерий, а по вертикали – значение биологической коррозионной агрессивности [5].

Данная модель характеризует зависимость количество содержание серобактерий от значения биологической коррозионной агрессивности. Так как значение корреляции близка к единице, то эта модель имеет сильную связь между собой.

Появление коррозии в данной ситуации характеризует наличие в нем серобактерий и кислорода, что приведет к окислительным процессам металла. Эти бактерии обусловлены тем, что могут оставлять за собой другие коррозионные вызываемые вещества, что соответственно вызывают процесс развитие [5].

Во всяком случае, скорость развитие коррозии зависит от множества факторов и определенных условий. Например, значение электродного потенциала, который будет по – разному влиять на развитие этой скорости, а также химический состав почвы и температура. Существуют множество способов предотвращения микробиологической коррозии, но по исследованию Чесноковой можно добиться определенных результатов для благополучной защиты магистрального трубопровода [5].

1.4. Факторы, влияющие на коррозионную скорость.

В большинстве случаев инженеру – коррозионисту нужно решать задачи, связанные с развитием коррозионного поражения во времени: как долго может работать металлоконструкция в конкретной среде, на какие параметры и как следует повлиять, чтобы продлить срок службы оборудования[6].

Основной кинетической характеристикой любого процесса является скорость. Под скоростью коррозии принято понимать глубину продвижения фронта коррозии в единицу времени. Фронт коррозии это поверхность, ограничивающая со стороны среды объем металла, не имеющий коррозионных повреждений.

Скорость коррозии выражается через формулу[6]

$$V = \frac{k \cdot \Delta G}{R}, \quad (2)$$

ΔG – изменение энергии Гиббса системы металл / среда при протекании коррозионного процесса;

k – коэффициент пропорциональности;

R – сопротивление системы протеканию коррозионного процесса.

На скорость этих процессов, а именно скорость коррозии металлов влияют внутренние и внешние факторы.

К внутренним факторам относятся:

- Сама природа металла;
- Поверхность металла;
- Состояние кристаллической решетки металла.

Всем известно, что каждый металл имеет свои особенности, если смотреть на саму природу металла. Доказано, что металлы, имеющие высокие значения электрохимического потенциала являются более коррозионностойкими, чем другие металлы, имеющие низкий электрохимический потенциал. Следовательно, металлы, которые обладают более низкими значениями потенциала являются менее коррозионностойкими[7].

					Обзор литературы	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На скорость коррозии также влияет состояние поверхности металла. При грубой обработке металл более подвержен коррозии, а значит, при аккуратной шлифовке металл коррозионностоек. Можно сказать, что если состояние металла будет близок к однородной поверхности, то он будет более коррозионностойким.

Кристаллическая структура металла в разных сплавах может иметь дефекты, которые обладают повышенной реакционной способностью, а наличие таких посторонних примесей в сплавах может приводить к росту коррозионного процесса.

К внешним факторам относятся такие виды:

- Состав и концентрация солей в грунте;
- Температура окружающей среды;
- Влажность (водонасыщенность);
- Удельное электрическое сопротивление грунта;
- Воздухопроницаемость грунта;
- Концентрация водородных ионов.

Влажность (водонасыщенность) грунта является основным фактором, влияющим на скорость коррозии, т.к. МГ прокладывается не только в грунтах, имеющих удельное электрическое сопротивление, но и водах морей, озер и рек. В качестве энергетической основой реакции растворения ионов металла в водный раствор является сама вода(гидратирующее действие).

Воздухопроницаемость грунта зависит от его гранулометрического состава, самой структуры и влажности. Грунт состоит из мелких твердых частиц и чем меньше их величины, тем труднее будет доступ кислорода к поверхности трубопровода, иными словами затрудняется образование коррозионных пар.

При увеличении концентрации солей и других агрессивных веществ, глубина повреждений металла в виде каверн и питтингов возрастает. Присутствие хлоридов и сульфатов в воде, которые вызывают депассивацию стали и увеличивают скорость растворения металла, тоже особенный

					Обзор литературы	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

фактор[8].

При уменьшении концентрации водородных ионов приводит к возрастанию скорости анодного процесса, а катодный процесс может протекать с водородных деполяризаций.

С повышением температуры грунта также увеличиваются скорости диффузии и растворимости продуктов коррозии. Неравномерное распределение температуры по всей поверхности металла приводит к возникновению термогальванических пар, в которых более нагретые участки являются анодами.

Удельное электрическое сопротивление грунта характеризуется плотностью, однородностью, влажностью, гранулометрическим составом и солевым составом значением рН почвенного электролита.

					Обзор литературы	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Объекты и методы исследования

2.1. Мониторинг коррозии нефте- и газопроводов

Трубопроводный транспорт является одним из самых эффективных видов транспортировки нефтепродуктов и природного газа. Эти ресурсы являются крайне ценными, и их потери при транспортировке крайне нежелательны. В большинстве случаев потери сырья происходят из-за прорывов трубопроводов. Причинами таких прорывов часто становятся коррозионные разрушения вследствие агрессивного воздействия транспортируемых сред. Последствия от разрушения нефте- и газопроводов могут быть весьма опасными для окружающей среды. Но такие износы трубопроводов можно предотвратить, проводя мониторинги коррозии.

Мониторинг коррозии трубопровода – это система наблюдения за состоянием трубопровода, которая также позволяет измерить скорость коррозии и оценить электрохимическое и механическое воздействие на стенки трубопровода.

Разнообразие факторов, влияющих на процесс появления и развития коррозии, не позволяет использовать какой-то один универсальный метод, применяя который можно дать прогноз целостности трубопровода.

Методы мониторинга коррозии трубопроводов делятся на четыре основные группы [9]:

- 1) диагностические – определение коррозионного износа металла трубопровода с помощью диагностических обследований;
- 2) методы измерения скорости коррозии, базирующиеся на показаниях датчиков, размещенных в транспортируемой среде;

					<i>Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петров К.И.</i>			Объекты и методы исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>		<i>Зарибин А.Г.</i>					39	159
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

3) анализ технологических и физико-химических параметров транспортируемого сырья, которые характеризуют его коррозионную активность, и изменений этих характеристик во времени;

4) оценка статистики поломок оборудования с целью обнаружения участков с максимально возможными рисками аварий и наиболее значимых факторов влияющих на поломку трубопроводов.

Существует три основных метода измерения коррозии [9]:

1) гравиметрия. Суть этого метода заключается в нахождении массы, которую потерял металлический образец за время нахождения в испытываемой среде. Проще говоря, это сколько грамм металла с кубического метра образца будет потеряно за час.

2) LPR - зонды, которые работают по методу линейного поляризационного сопротивления (LPR). Чаще всего их используют там, где не требуется мгновенного показания скорости коррозии. Такой зонд хорошо подходит для того, чтобы отслеживать колебания скорости коррозии, возникающие в системе. Принцип действия основан на измерении сопротивления тока между электродами. Существуют два типа LPR-зондов – это заглушка и интегральный тип. Эти зонды могут быть как двухэлектродные, так и трёхэлектродные.

3) ER - зонды, работающие по методу электрического сопротивления. Их в основном используют в нефтехимической промышленности, где необходим постоянный контроль коррозии. Мониторинг коррозии с помощью таких зондов производится без необходимости демонтажа зонда.

Принцип действия основан на изменении сопротивления датчика при воздействии на него агрессивных условий транспортируемой среды. В настоящее время различные компании разработали и продолжают разрабатывать различные датчики и способы для слежения за процессом корродирования трубопроводов. Например, компания Pepperl+Fuchs разработала датчики CorrTran для отслеживания общей и локальной коррозии металлических труб и сосудов в реальном времени. Отслеживание

					Объекты и методы исследования	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

локальной коррозии является одним из основных преимуществ этих датчиков. Такой вид коррозии проявляется точечно на небольших участках поверхности металла и развивается с высокой скоростью. Локальная коррозия бывает незаметна на ранних стадиях, поэтому она является особенно опасной, так как может привести к непредвиденному появлению отверстий в трубе. Однако датчики CorrTran способны обнаружить локальную коррозию на начальной стадии, а также вычислить скорость её развития [9].

В настоящее время продолжается разработка различных изобретений для мониторинга коррозии. Например, устройство мониторинга коррозии подземных трубопроводов на гибкой подложке может быть использовано для определения состояния коррозии различных подземных трубопроводов и исследования эффективности защиты трубопроводов.

Чтобы повысить эффективность отслеживания коррозии трубопроводов, необходимо использовать несколько способов мониторинга.

2.2. Определение прогнозируемой скорости коррозии металлических трубопроводов

Главной задачей предприятий, транспортирующих углеводородное сырье, является защита от коррозии. Основной причиной отказов, вызванных коррозией, является подземная коррозия. На ее счету приходится 65% от всех отказов. Находить коррозионные дефекты и определить ее процесс бывает сложно. Это связано с тем что при подземной прокладке трубопровода отпадает возможность проведения визуально измерительного контроля (ВИК), влияние погрешностей измерения дефектоскопическими устройствами и анализ ее результатов, а также большие затраты на обследование. В связи с этим, выгоднее анализировать ранее проведенные измерения, выполненные на стадии проектирования, и на их основе произвести обследование наиболее опасных зон трубопровода.

Так как прогнозируемая скорость коррозии – это характеристика, показывающая скорость протекания коррозионного разрушения отдельно

					<i>Объекты и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

взятого участка трубопровода, то для ее определения практичным будет максимально сузить зону его поиска.

Для определения ПСК существует следующая нижеперечисленная эмпирическая зависимость [10]:

$$P = \tau^n,$$

Примечание:

P – большая по величине значения глубины коррозии τ , мм;

n – это коэффициент, который зависит от характера агрессивности грунта и его значение соответствует с результатом химического анализа грунта.

Нельзя забывать некоторые факторы, которые влияют на свойства грунта, такие как, температура среды, пористость грунта, влажность грунта, удельное электрическое сопротивление грунта, структуры и воздухопроницаемости.

Существует обратная зависимость, что при увеличении значения удельного сопротивления грунта, то уменьшается скорость процесса коррозии металлического сооружения. Исследования грунтов на количественный и качественный анализ показывают, что он состоит из 97% солей. Ими выступают хлорид калия, нитрат натрия, гидрокарбонат натрия, сульфат кальция и т.д. Вместо катионов могут быть и кальций, и магний. Из оставшихся 3 % в составе входят роданид-соли, хлораты, перхлораты, а также галогены – соли. С точки зрения химии галогенами – солями в данном случае являются бромид калия, иодид натрия и фторид калия. Еще в меньшей степени в грунтах есть слабые щелочи и органические кислоты, которые их не учитывают при расчетах на количественном анализе[10].

					Объекты и методы исследования	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Значения сопротивления грунта в зависимости от характера агрессивности грунта.

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электросопротивление грунта $\rho_{гр}$, Ом·м
Низкая	Более 50
Средняя	От 20 до 50
Высокая	До 20

Формула прогноза скорости коррозии описывается следующим образом [10]:

$$ПСК = \mu^n,$$

Примечание:

n – коэффициент, который зависит от свойства материала или металлического сооружения;

μ – ионная сила грунтового электролита, моль/л ($\mu = 1/2 \sum C_i Z_i^2$, где C_i – концентрация i -го (моль/л) иона, Z – его заряд).

В данной работе, была написана исследования на коррозионный прогноз некого магистрального газопровода. Общей протяженностью 10 км. Изоляционное покрытие – резинобитумное. Интересующее время – 45 лет эксплуатации. Активная защита осуществляется при помощи станций катодной защиты. Защищенность участка газопровода по протяженности 25 % [10].

Данный участок МГ «Ставрополь-Грозный II» проходит по равнинной местности, пересеченной балками, ручьями и каналами, и пролегает в одном техническом коридоре с магистральным газопроводом: «Ставрополь-Грозный I» [10].

Почвенно-грунтовые условия на участке прохождения газопровода довольно не однородные. Грунты на уровне залегания газопровода представляют собой суглинок, глину. Удельное электрическое сопротивление грунта колеблется от 16 до 62 Ом·м, на этом участке представлены грунты с высокой, средней и низкой коррозионной агрессивностью [10].

Таблица 2 – Зависимость глубины коррозионных дефектов от времени

Год	Суглинок	Глина	Год	Суглинок	Глина
0	0	0	23	3	4,5
1	1	1	24	3	4,6
2	1,3	1,4	25	3,1	4,7
3	1,5	1,7	26	3,128	4,78
4	1,6	2	27	3,2	4,9
5	1,8	2,2	28	3,2	5,0
6	1,9	2,4	29	3,2	5,0
7	2	2,5	30	3,3	5,1
8	2,1	2,7	31	3,3	5,2
9	2,2	2,9	32	3,4	5,3
10	2,2	3	33	3,4	5,4

Ионная сила коррозионной среды, безразмерный коэффициент n для грунтов различного литологического происхождения и ПСК приведены в таблице 3. Эти данные подтверждаются данными, полученными при анализе шурфовок МГ «Ставрополь-Грозный II» на рассматриваемом участке [10].

Таблица 3 – Зависимость ионной силы, коэффициента n и ПСК от коррозионной среды

Коррозионная среда	Ионная сила μ , моль/л	n	ПСК, мм/год
Глина	0,051	0,48	0,24
Суглинок	0,042	0,35	0,32

2.3. Комплексная оценка коррозионной агрессивности грунтов участка магистрального нефтепровода

Во всем мире Россия стоит на втором месте по длине транспортировки углеводородов. При подземной прокладке трубопроводов внешняя стенка трубы подвергается к условиям воздействия коррозионной среды. Коррозионной средой, как мы все знаем, выступает грунт или почва. Активность коррозии зависит от самого химического состава грунта, процентное содержание влажности, насколько грунт электропроводный и конечно же от структуры грунта [12].

На основании нормативного технического документа ГОСТ 25100-2011 [11] грунты также подразделяются на несколько видов:

					Объекты и методы исследования	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- мерзлые грунты – это с криогенными структурными связями;
- дисперсные грунты – это с механическими структурными связями;
- скальные грунты – это с жесткими структурными связями;
- грунты, имеющие водно-коллоидные связи.

В Северо – Восточной части России в основном идут мерзлые грунты, так как у них под землей вечная мерзлота. По сравнению с Центральной Сибирью, вечно-мерзлый грунт является более твердой, чем скальные или дисперсные грунты. В практике, аварии магистральных трубопроводов возникают в тех грунтах, где менее тверже и тугопластичнее. В малых единицах, повреждения трубопроводов случаются в болотистых местностях. Чтобы уменьшить количество таких инцидентов, необходимо рационально выбрать трассу для нового строительства веток, учитывая характер агрессивности и структуры грунта. Поэтому этот вопрос всегда будет исследоваться от начала состава грунта до экономического анализа [12].

Условие возникновения коррозии это металл, находящейся в электролитической среде. Иными словами, это содержание влажности в почвенном или грунтовом электролите, а также наличием коррозионных реагентов такие как, сероводород и серный ангидрид. Это объясняет, что у почвы существуют электропроводность. В их средах протекает окислительно – восстановительная реакция или реакция электролиза. Следовательно, чем больше грунт имеет силу электропроводности, тем легче в этих средах происходит коррозия. Окислителем является кислород и подается из атмосферы в грунт, попадая дальше на месте возникновения коррозии через поровое пространство. Источником подачи кислорода является процесс проникновение газа через поры или диффузия газов. Опять же, скорость проникновение газа зависит от влажности грунта, типа слоя грунта и структуры его. Если грунт имеет высокое содержание влаги, то скорость диффузии значительно уменьшается.

В зависимости от структуры грунта или почвы, также скорость диффузии различаются в несколько раз, а может даже тысяч. [12].

					Объекты и методы исследования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Химический состав грунта в основном входят соли карбонатов такие как, кальциты и магниевая соль. Свойство этих химических средних солей карбонатов является растворимость или нерастворимость. В данном случае эти соли растворяются в слабом электролите H_2O , при этом усиливая свойство коррозии. Если сузить круг свойств, то реагентами коррозии, которые влияют на его свойства, являются катионы первой и второй группы периодической таблицы Менделеева. Иными словами это щелочные или щелочноземельные металлы, которые с легкостью вступают в реакцию с водой. Например, катионы второй группы Ca^{2+} и первой группы Na^+ влияют большую роль на коррозионные процессы в грунте. Роль у них заключается в содержании воды и воздуха в грунте, то есть насколько они способны проникать друг друга, соответственно изменяя силу воздействие коррозионных процессов на трубу. Также коррозионная химическая активность грунтов увеличивается, если концентрация анионов хлорида и сульфатов повышается. В итоге можно сказать, что повышение содержания воды в грунте, уменьшает значение удельного электрического сопротивления грунта, что благо увеличивает скорость коррозии [12].

Практическим исследованием выяснено, что самый агрессивный грунт по отношению к микробиологической коррозии, считается песчаники, а также самым наименее агрессивным – глинистый грунт. Но каждый грунт имеет свои плюсы и минусы. Наиболее значительным минусом для глинистого грунта, это поражение глубиной коррозии, чем в песчаниках. Причиной служит образование пара гальванических проводников при процессе разных проветриваний.

Как мы все знаем, что жизнедеятельность бактерии живет в грунтах. Особо опасными бактериями считаются десульфатирующие и серобактерии, которые наносят значительный вред к металлическим сооружениям, зарытые в земле. Первопричиной вреда заключается в окислительной – восстановительной реакции, в ходе которого образуются сульфаты и катион водорода. Вместе они создают кислую среду, образуя серную кислоту.

					Объекты и методы исследования	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кислая среда лишь усугубляет химические коррозионные свойства грунтов. На основании некоторых статистик, что одной из причин повреждения подземных металлических сооружений и конструкций является микробиологические организмы. Не стоит забывать, что не опознаны все виды бактерий, которые создают условия для биологической коррозии [12].

Некоторые параметры не имеют особого значения в процессе коррозии трубопроводов. К примеру, приводим физическую величину температура. В скальных или полускальных грунтах этот параметр не влияет значительно, так как в этих грунтах содержание влаги меньше, чем в грунтах дисперсных или мерзлых грунтах. Таяние мерзлого грунта, создает условия перепад температуры, что приводит к увеличению содержание влаги в грунте.

Качество изоляционного покрытия должно соответствовать нормативному документу ГОСТ Р 51164-98 [13]. Чтобы его оценить, существуют множества методов определения состояния изоляции. Наиболее точным методом считается внутритрубная диагностика, но данный процесс является дорогостоящим. Полученные результаты ВТД определяют разные виды дефектов, к тому же выясняет локацию повреждения трубы коррозии в любых точках трассы.

Ключевым способом оценки коррозионной активности почв, что касается к стали, является значение удельного электрического сопротивления или электропроводимость. Ссылаясь на ГОСТ Р 51164-98 [13] значения удельных электрических сопротивлений классифицируются на три группы: высокая коррозионная агрессивность, средняя коррозионная агрессивность и низкая коррозионная агрессивность грунта, соответственно до 20 Ом*м, от 20 до 50 Ом*м и свыше 50 Ом*м. Впрочем, коррозионная действенность грунтов – переменчивая характеристика, зависящая от естественных и техногенных факторов. Могут реагировать одновременно, либо отдельно в определенном месте. Не стоит забывать, что также какие-то факторы взяты в разных сочетаниях, могут увеличить процесс распространения коррозии, а в других ситуациях уменьшить скорость процесса коррозии. Следовательно,

					Объекты и методы исследования	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проводить оценку коррозии невозможно, если отсутствуют некоторые факторы. На сегодняшний день существуют несколько методов, которые могут дать оценку прогноза коррозии, учитывая не все параметры. К сожалению, они находятся на стадии разработки и доработки [12].

Виноградова Светлана Станиславовна посредством физического и математического моделирования, проводила исследование, как будут вести значения удельных электрических сопротивлений в зависимости от линейных размеров и форм грунтов. Во время изучения этой темы, она предложила новые способы развития нахождения значений удельных электрических сопротивлений грунта, которые можно произвести измерения за меньшее количество ходов, не нарушая герметичность.

Принимая во внимание планируемой реконструкцией на одном из производственных участков магистрального нефтепровода, Светлана Станиславовна провела исследование на химический и физический анализ грунтов, которые она брала во время изыскания [12].

По достоверным сведениям данного исследования создано геологическое расположение магистрального нефтепровода, а именно изучаемый участок. На данном исследуемом участке выяснилось, что в составе грунта входят мягкопластичные глины и суглинки, что создает коррозионного условия для нефтепровода. Причиной того является высокое содержание влаги в глине, а также обладание песка хорошей продуваемостью. Другими словами, воздухопроницаемость и проводимость тока [12].

					Объекты и методы исследования	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Описание образцов грунтов

№ обр.	№ вы-работ-ки	Глубина отбора, м	Наименование грунта
1	2	2	Суглинок песчаный, тяжелый, мягкопластичный с включением дресвы и щебня
2	4	1	
3		5,5	
4		6	Песок средней крупности, неоднородный
5	5	2	Суглинок песчаный, тяжелый, мягкопластичный
6		5	Песок гравелистый, неоднородный
7		6,5	Песок средней крупности, неоднородный
8	13	5	Суглинок песчаный, легкая, дресвяная, твердая
9	12	1,5	Глина полутвердая, тяжелая, пылеватая

Чтобы находить естественную влажность грунта, то необходимо использовать способ высушивания вещества до тех пор, пока масса вещества не становится постоянной. Содержание солей карбонатов разных катионов определяется с помощью наблюдения реакции соляной кислоты и частица грунта. Идентификация сероводорода заключается в окислительно – восстановительной реакции его с йодом, который получился заранее в реакции с перманганатом калия в $\text{pH} < 7$ раствора. Качественный и количественный анализ всегда являлся главным инструментом лаборанта-химика [12].

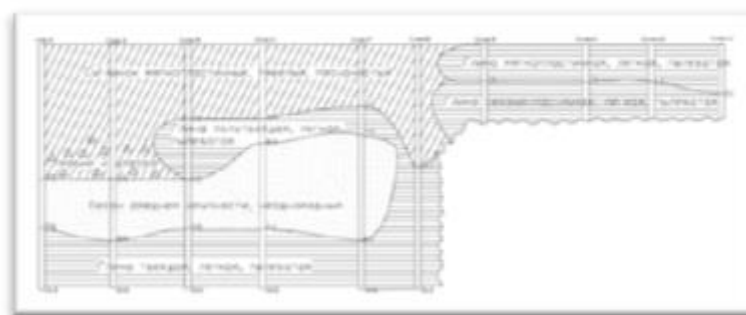


Рисунок 7 – Условный геологический разрез исследуемого участка [12]

На основании нормативного технического документа СТО Газпром 2-3.5-252-2008 [14], написан расширенный метод оценивания коррозионной

активности грунта. Сущность данной методики заключается в разделении всей протяженности магистральной трассы на участки в зависимости от характера проявления агрессивности грунта, определяя для каждого из них комплексный показатель. В состав комплексного показателя входит 14 факторов, каждый из которых оценивается по балльной шкале.

Балльная шкала характеризует опасность коррозионной агрессивности грунтов, в дальнейшем определяя классификацию самого грунта, на основании полученного значения балла. Существует 4 класса грунта, которые отличаются между собой оценкой коррозионной агрессивности почвы: Некоррозионно – активна, слабо коррозионно – активна, коррозионно – активна и сильно коррозионно – активна. Последние три класса грунта имеют соответствующие римские цифры (I, II, III), а первый класс грунта не обозначается. По количеству баллов для каждого класса грунта группируются следующим образом [14]:

Меньше -10 баллов – III класс грунта;

От -5 до -10 баллов – II класс грунта;

От 0 до -4 баллов – I класс грунта;

Больше 0 баллов – не обозначается.

Микрорайонирование трассы магистрального трубопровода на участки, зависит от полученной оценки коррозионной агрессивности грунта.

Данная процедура оценки агрессивности грунта всегда начинается с самого строения грунта. На основании полученных данных из геологического исследования, тип грунтов на данной местности является глинистой. Свойство коррозионной активности в этих грунтах высока, в отличие от других. Большим минусом у них является процесс обмена катионов и анионов с глинистыми минералами. Не стоит забывать, что грунтовые воды также сильно влияют на коррозионную активность грунтов, если они рядом находятся с трубопроводом. Фактор их наличия указывает текучепластичная и мягкопластичная густота грунтов. Кроме этого,

					Объекты и методы исследования	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

существует вода, которая движется по порам песчаных грунтов, создавая объем грунтовых вод [14].

Данный метод имеет значимые факторы, которые влияют на характер опасности коррозионного участка. Это окислительно – восстановительный потенциал и значения удельного электрического сопротивления. Минимальные числа окислительно – восстановительного потенциала и удельного сопротивления равны, соответственно, 175 – 221 мВ и 15 – 19 Ом*м. Эти числа относятся к суглинкам и характеризуются высокой коррозионной активностью. На основании нормативного технического документа ГОСТ 9.602 – 2016, значения удельного сопротивления округлен до 20 Ом*м. Средняя коррозионная активность проявляется в тех образцах, в составе которых есть песок гравелистый со значениями 28 – 44 Ом*м и 512 – 602 мВ. Полученные результаты в ходе стандартизации округляются от 20 до 50 Ом*м. Структура песка устроена так, что имеют высокое значение удельного сопротивления грунта и высокой воздухопроницаемостью. Однако, при химическом анализе выявило, что данные пробы песка обогащены большой влажностью, что способствует к уменьшению значения удельного электрического сопротивления, также и к потенциалу. [12].

Таблица 5 – Результаты химического анализа грунтов

№ обр.	Влажность, %	Содержание			pH
		Cl, мг/кг	SO ₄ , мг/кг	CaCO ₃ , мг/кг	
1	26	242,8	9,8	190	6,5
2	25	12,3	47,8	250	8,0
3	17	174,8	90	300	6,8
4	18	59,9	136,2	200	7,3
5	28	29,3	85,9	110	7,8
6	19,5	314,4	11,5	200	6,7
7	21	13,4	30,1	100	7,3
8	11	11,7	70,1	340	7,2
9	27	9,5	18,6	90	6,9

Если посмотреть на полученные результаты химического анализа грунтов, то можно сделать краткий вывод о том, что образцы грунтов разделяются на два вида. К первому виду относятся те грунты, которые значения влажности входит в предел от 17 до 21 % (3,4,6,7), а ко второму

виду – от 25 до 28% (1,2,5,9) [12]. Факторы опасности для трубы – это высокая влажность и содержания ионов. Сульфаты создают условие для процесса развития коррозии, если превышают значения 210 мг/кг, а высокая влажность снижает удельное электрическое сопротивление.

При интерпретации данных выяснилось, что значения содержания сульфат – ионов не превышают предельную величину, в частности образца №4, который имеет самое высокое число содержания сульфат – ионов среди всех. Другими словами, этот фактор не влияет на процесс развития коррозии. Хлорид – ионы также играют немаловажную роль при процессе коррозии. Если содержания этих ионов превышают 100 мг/кг, то эти вещества мешают образованию защитной пленки на внешней стенке трубы и ускоряют процесс разрушение коррозии. В данном случае, образцы с № 1, 3, 6 влияют на свойство коррозионного процесса. Что касается карбонатов, они имеют свойство образование защитной пленки на стенке трубопровода, но в данной ситуации, содержания карбонатов очень незначительно, по отношению других анионов. Следовательно, также как сульфат – ионы, не способны влиять на процесс коррозии металла.

Другой параметр как pH среда, изменяется в пределах от 6,5 до 8,0 значений. Это показывает, что каждый образец находится в слабокислой, нейтральной или слабощелочной среде. На основании вышеуказанного стандарта общества «Газпром», отрицательный балл присуждается тем образцам, где значения кислотности среды меньше или равно 6. В данном случае, таких образцов у нас отсутствуют.

Кислотность среды или грунтов не влияет на фактор интенсификации скорости коррозии, однако имеет особенность изменить характер агрессивности грунта.

По результатам данных, можно сделать вывод, что исследуемые образцы классифицируются на три класса: сильно коррозионно – активные, коррозионно – активные и слабо коррозионно – активные. К первому классу относится образец с № 4 – песок. Ко второму классу относятся образцы с №

					Объекты и методы исследования	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3, 6, 7 – пески, а также твердые глины и суглинки - № 9, 8. В сильно коррозионно-активном классе относятся образцы с № 1, 2, 5 – мягкопластичные суглинки.

Сравнивая данные полученной информации благодаря ВТД (внутритрубная диагностика) при шурфовке и данными, полученной вышеуказанной методике можно сделать краткий вывод. Не только можно оценить характер влияния процесса коррозии на магистральный трубопровод, но и предугадывать как будет вести себя скорость коррозии на отдельных участках, что собственно, можно построить карту, выделяя самые опасные зоны проявления коррозии. Другими словами, эти два метода помогут рационально использовать финансовые средства, чтобы выбрать выгодное условие трассы или способы активных защит электрохимической коррозии [12].

2.4. Исследование коррозии газопровода в условиях Арктики

В условиях Крайнего Севера обеспечение эксплуатационной способности газонефтепроводов транспортирующей компании является одним из главных его целей, так как в этих местах капитальный ремонт или замена трубы стоит больших финансовых затрат и времени в отношении с другими «теплыми» краями. При эксплуатации магистральных трубопроводов подземным способом, в основном дефекты появляются из – за коррозионных повреждений. Данный вид разрушения менее опасен в регионах Крайнего Севера, чем в центральных и западных регионах России [15].

Условия Крайнего Севера характеризуется большим, длительным и континентальным холодом в течение полугода. Например, Республика Саха (Якутия) является одним из регионов, который входит в эту группу. Длительность минусовых значений температур составляет примерно 210 суток. Самая минимальная температура воздуха составляла -69,8°C по Цельсию. Имеются места, где есть большой перепад температур между днем и ночью. Раньше большая территория Якутии считалась вечной мерзлотой.

					Объекты и методы исследования	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Однако на сегодняшний день грунт относится к криолитозоне или многолетней мерзлоте [15].

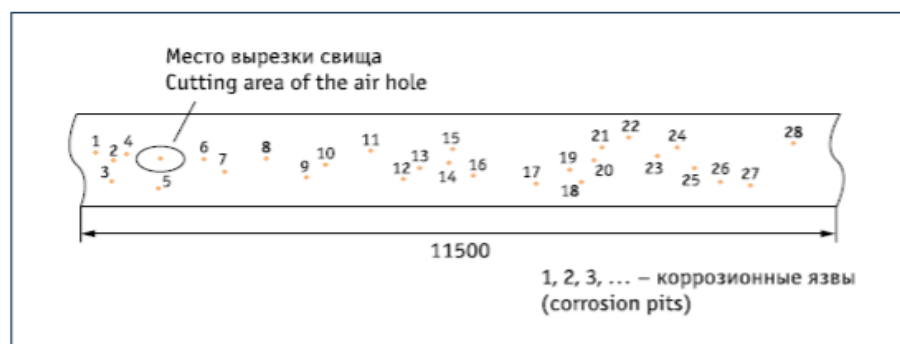


Рисунок 8 – Схема коррозионных повреждений газопровода [15]



Рисунок 9 – Коррозионные язвы [15]

В одном из исследований трубы на прочность было написано, что труба выполнена из марки стали СтЗсп и вполне соответствовала по паспорту объекта. Провели испытание на твердость по Бринеллю и химический анализ стали. Результаты испытания удовлетворили нормативных значений химического состава стали и твердость $HV = 97$. Некоторые механические свойства тоже не оставались в стороне, такие как предел текучести и временное сопротивление стали, что способствовало полной идентичности стали трубы с эталонными значениями ($\sigma_{\text{врем}} = 360$ МПа, $\sigma_{\text{тек}} = 216$ МПа)[1]. Проведено обследования трубы визуально – измерительным контролем и были идентифицированы коррозионные дефекты с внешней стороны стенки трубы длиной 12 м. Вид коррозионного разрушения – сквозные язвы, точечная коррозия и поверхностные язвы. Характеристики этих повреждений: глубина язв составляет от 0,5 до 6,9 мм, диаметр сквозных язв от 10 до 12 мм и диаметр остальных язв от 6 до 23 мм. В остальных методах

					Объекты и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

неразрушающего контроля, в частности метод ультразвуковой толщинометрии не выявил дефектов уменьшения толщины стенки трубы в тех местах, где не был распространен процесс коррозии [15].

Микроструктурные исследования коррозионных язв были проведены Алексеевым А.А. с помощью электронного микроскопического инструмента XL – 20. В ходе изучения стали было выяснено, что структура металла является ферритно – перлитной. Помимо структуры, не обнаружены перлитные колонии. На поверхности стали, где были коррозионные язвы, идентифицировались коррозионные отложения. Они лежали на внешнюю поверхность язвы. Если совокупно брать эти отложения, то они похожи на равномерную структуру. В ходе завершения исследования было выяснено, что развитие коррозии начиналось с равномерного разрушения металла с дальнейшим проникновением. Далее, эти ходы события развивались, и переходило к питтинговой коррозии. Однако не были обнаружены других видов коррозионных разрушений таких как, стресс – коррозия и структурно – избирательная коррозия. К примечаниям можно отнести, что данный вид разрушения характерны для окисления металлов с электролитической средой, которая вызывает процесс коррозии при электрическом и химическом механизме.[15].

Почвенная коррозия происходит по электрохимическому механизму, так как почва и грунт являются, соответственно, почвенным электролитом и грунтовым электролитом. Исследуемая локация представляется как обводненным участком в осенних и весенних периодах. Катализаторами при процессе почвенной коррозии выступают окись азота, раствор аммиака, а также сернистый водород. Все эти химические вещества поступают в грунтовые воды, если рядом есть промышленные заводы, который выпускает эти вещества в виде разных удобрений. В нашем случае исследуемый участок трубопровода находится между двумя сельскохозяйственными заводами, что объясняет о загрязненности литосферы, а именно почва и грунтовые воды[15].

					Объекты и методы исследования	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Условия образования коррозии металлов существует не только во внешних факторах, но и во внутренних. В данном случае исследуемая сталь СтЗсп не имеет стойкость к процессам коррозии, поэтому сталь разрушается за счет коррозии двумя видами: водородная и кислородная деполяризация. Химический состав стали содержит примеси сульфидов железа (II) и марганца (II), что может привести к коррозионному процессу из – за выделившегося водорода при деполяризации. Далее образуется сероводород, создавая благоприятное условие для процесса развития коррозии.

Чтобы оценить скорость коррозии, необходимо воспользоваться нормативными техническими документами. Алексеев А.А. оценил скорость коррозии, исходя из толщины стенки трубы до начала эксплуатации и фактической, с учетом остаточного ресурса стенки трубы. Данное условие говорит о том, что если полученные значения не будут соответствовать к нормативным значениям, то процесс эксплуатации трубопроводов подлежит к остановке для капитального ремонта [15].

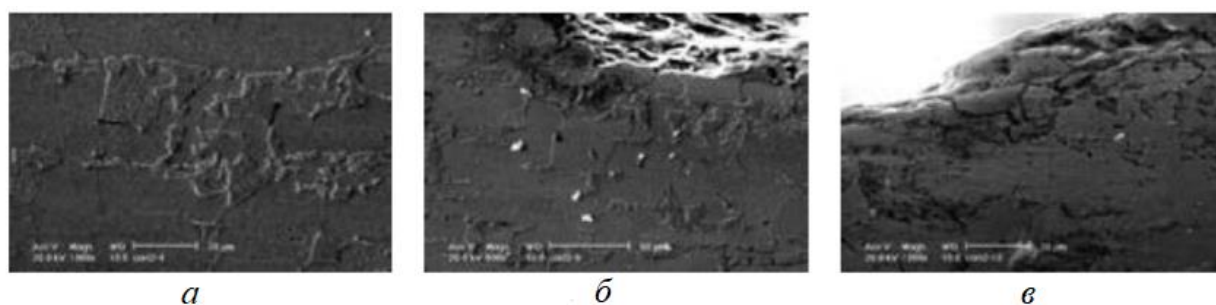


Рисунок 10 – Микроструктура образцов [15]:

а – микроструктура исследованной стали; б – проникновение коррозионного разрушения вглубь металла; в – коррозионное разрушение путем образования питтингов

Скорость язвенной (питтинговой) коррозии V_k металла газопровода рассчитывалась согласно по формуле [1]:

					Объекты и методы исследования	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{к1} = \frac{V_{к} + V_{д}}{2},$$

$$\text{где } V_{к} = \frac{h_0 - h_{т}}{t_{ф}}$$

$$\text{и } V_{д} = \frac{d_i}{t_{ф}},$$

где

h_0 – толщина стенки трубы в начале эксплуатации, мм;

$h_{т}$ – толщина стенки в зоне дефекта, мм;

$t_{ф}$ – фактическое время эксплуатации газопровода, лет;

$V_{д}$ – скорость роста дефекта в плоскости трубы, мм/год;

d_i – наибольший размер коррозионной язвы по верхней кромке, мм.

По результатам расчета по фактически измеренным данным скорость коррозии составляет [15]:

$$V_{к1} = \frac{V_{к} + V_{д}}{2} = 0,316 \text{ мм/год.}$$

Полученный результат скорости коррозии говорит о том, что в условиях Крайнего Севера процесс коррозионного разрушения подземного магистрального трубопровода возможен с округленным значением $\sim 0,32$ мм/год. Иными словами, каждые три года глубина коррозии будет составлять 1 мм и расти с арифметической прогрессией.[15].

Данное исследование показало всем, что процесс развитие коррозии существует также в условиях Крайнего Севера и это подтвержден результатами А.А. Алексеева. Даны рекомендации для таких условий, что непременно надо учитывать местность при проектировании трассы газопровода или нефтепровода. А.А. Алексеев добавил, что если при таких условиях существует коррозия, то необходимо усовершенствовать методы неразрушающего контроля для точного выявления дефекта со своими параметрами[15].

2.5. Прогнозирование возможного диапазона размеров и глубин коррозионных трещин на поверхности магистрального газопровода

При обследовании трубопровода локализуются достаточно много разных дефектов, связанных с трещиной. Метод состояния поверхности труб с признаками КРН основан на поиски коррозионных повреждений на том месте, где труба испытывает механическое напряжение. Данный способ отличается высокой точностью для описания источников возникновения коррозионных растрескиваний под напряжением.

Механика образования трещины полностью описывает диаграмма трещиностойкости металлов. Она показывает коэффициенты интенсивности нагрузок в зависимости скорости образования трещин. Помимо этого, устанавливает критические значения размеров дефекта и предела прочности стали. Если переменные превышают данные критические значения, то усиливается разрушение трещины и начинается линейный рост дефекта.

Дмитрий Олегович Буклешев провел исследование трубы на трещиностойкость, объектом которого являлся сталь с классом прочности Х70. Данную трубу выделили из грунта с водородным показателем от 5 до 6,5 рН, что говорит о том, что труба лежала слабокислой среде [16].

Чтобы исследовать сталь на трещиностойкость, Буклешеву необходимо строить диаграмму стойкости стали на трещины. Он создал лабораторное условие, чтобы провести данное изучение. Температура была комнатной. В данном исследовании он использовал трубу с едиными линейными размерами, которые соответствовали с нормативными значениями паспорта объекта. В качестве нагрузки он использовал статическую силу. Полученные итоги показывают, что скорость образования трещин в зависимости от величины нагрузки указывает положение движения трещины в каком – либо направлении [16].

					Объекты и методы исследования	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

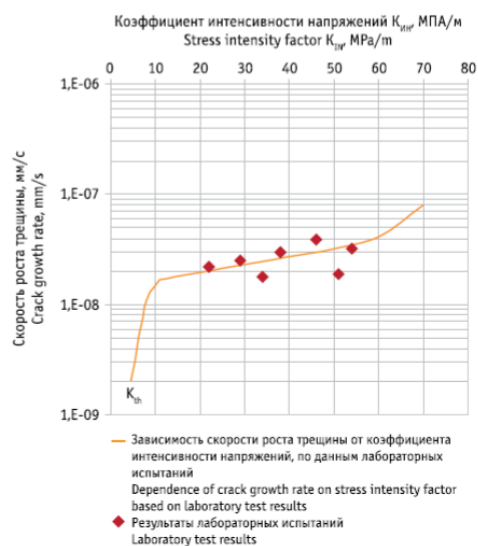


Рисунок 11 – Кинетическая диаграмма растрескивания трубной стали класса X-70 в коррозионноактивной среде – водном растворе почвы с места аварии газопровода [16]

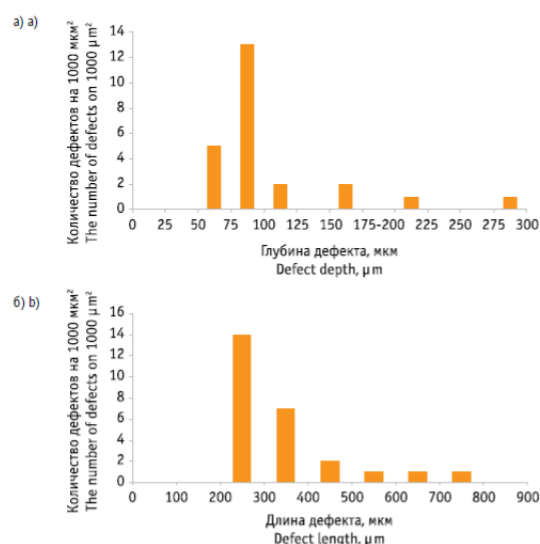


Рисунок 12 – Размеры «зародышевых» микротрещин, обнаруженные на поверхности стенки трубы газопровода [16]: а) глубина дефекта; б) длина дефекта

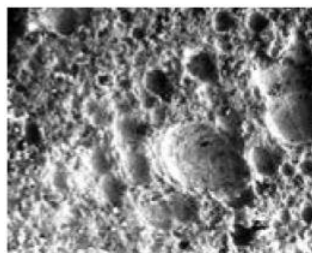


Рисунок 13 – Язвенная коррозия наружной поверхности стенки трубы [16]

Диаграмма трещиностойкости дает основания судить, что скорость роста трещин имеет зависимость от нагрузки, которая свойственна для коррозионно-механических испытаний.

Однако, полученные данные при экстраполяции на условия эксплуатации требуют обоснования этого, так как 3000 часов испытаний не были превышены [16].

Анализ топографии излома одиночных (изолированных) эксплуатационных трещин (зависимость рельефа излома от глубины трещины или $K_{ин}$) был выполнен для трещин глубиной до 12 мм. Образцы для исследования были отобраны из поврежденных труб с минимальными вторичными воздействиями. Топография излома стресс-коррозионных трещин до глубины 4–5 мм или, точнее, до значения $K_{ин}$ при эксплуатационной нагрузке 40 ± 2 МПа/м сохраняется практически неизменной [16].

Метод определения несущей способности стенки трубопровода имеющую трещину вдоль тела трубы по расчетным зависимостям проводили для расчетов критических размеров трещин. В этих расчетах в роли переменных параметров были такие параметры как длина и наибольшая глубина трещин, диаметр и толщина стенки трубопровода и рабочее давление. В рамках эксперимента в качестве отдельного дефекта брали поле трещин имеющие расстояние между собой равное трем толщинам стенки.

Коррозионно-механическое распространение трещин на теле трубы при циклических или статических нагрузках характеризуется меньшими значениями K_{th} . Также наблюдаются увеличение скорости роста трещин, если сравнивать с атмосферным нагружением, и наличие «плато» на диаграмме трещиностойкости. Рассматриваемая методика описания механики разрушения металла показывает на диаграмме трещиностойкости характерные точки, которые имеют наибольшую значимость в анализе кинетики роста трещин.

					Объекты и методы исследования	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На поверхности поврежденной трубы, как правило, имеется набор трещин разных размеров, от минимальных до максимальных.

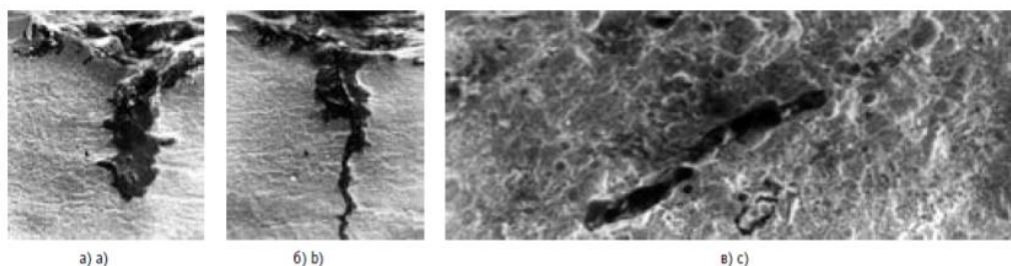


Рисунок 14 – Виды коррозионного поражения поверхности трубы [16]: а) образование коррозионного питтинга (1500-кратное увеличение); б) зарождение и развитие трещины от питтинга (1500-кратное увеличение); в) растравленные неметаллические включения (500-кратное увеличение)

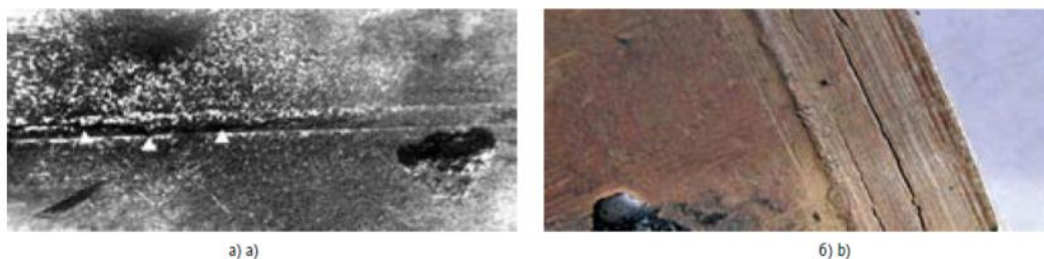


Рисунок 15 – Зарождение коррозионного растрескивания на механических дефектах трубной поверхности [16]: а) трещины на технологической продольной царапине (показаны стрелками); б) трещины на царапинах строительного происхождения (6-кратное увеличение)

На начальной стадии повреждения, на поверхности появляются питтинги, чаще всего зарождающиеся на неметаллических включениях.

При этом форма возникающего поверхностного повреждения (растравливание поверхности) воспроизводит форму включений, т. е. имеет продольную ориентацию по отношению к прокатному трубному листу или изготовленной из листа трубе или определяется структурным состоянием металла.

Изучение поверхности труб аварийного запаса, неэксплуатировавшихся, показало, что на них также присутствуют поверхностные дефекты указанных пороговых размеров и происхождения [16].

					Объекты и методы исследования	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, «зародышами» будущих трещин коррозионного растрескивания являются главным образом концентраторы напряжений в местах деградировавших строчечных неметаллических включений приповерхностного слоя трубного металла, оцениваемых более чем в 3 балла.

Еще один установленный механизм зарождения поверхностных трещин обусловлен наличием чисто механических поверхностных концентраторов напряжений (царапин, вмятин) технологического или строительного происхождения. В отсутствие указанных концентраторов химического или механического происхождения стресс-коррозионные трещины в ходе эксплуатации не образуются.

Из этого следует, что продольная ориентация возникающих стресс-коррозионных трещин в значительной степени определяется ориентацией «зародышевых» пороговых дефектов – строчечных неметаллических включений (механических концентраторов напряжений). Так, расположение «зародышевых» дефектов в поверхностном слое трубного металла, с учетом того что их количество в ходе эксплуатации не увеличивается, обуславливает расположение и размеры будущих колоний трещин коррозионного растрескивания, определяющиеся начальным состоянием (качеством) труб или поверхностного слоя трубного металла [16].

Наличием «зародышевого» дефекта минимального порогового размера для нормальных условий эксплуатации объясняется избирательность мест растрескивания – отдельных участков малой доли общего числа труб.

В трубах, в которых содержание неметаллических включений в поверхностном слое металла оценивается менее чем в 3 балла и без механических поверхностных концентраторов напряжений, коррозионное растрескивание при существующих условиях эксплуатации, в том числе при использовании пленочной изоляции, не наблюдается.

					Объекты и методы исследования	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты исследования устанавливают положение области «плато» для развития стресс-коррозионных трещин, распространяющейся до значений $K_{ИН}$ 41,0–43,0 МПа/м [16].

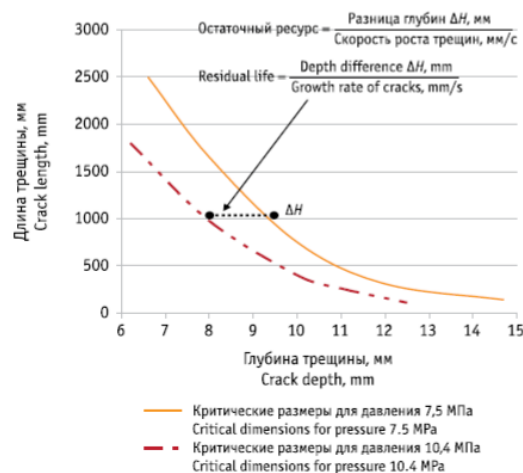


Рисунок 16 – Критические размеры продольных трещин. Пример расчета для трубы 1420,0 x 15,7 мм из стали класса X-70 [16]

Дальнейший рост изолированной трещины при соответствующем увеличении $K_{ИН}$ происходит с последовательным увеличением скорости роста трещины до наступления момента сквозного дорыва стенки.

Для пластичных трубных сталей потеря несущей способности трубы со стресс-коррозионным дефектом, определяющая наступление стадии сквозного дорыва стенки, произойдет при превышении действующими кольцевыми напряжениями предела прочности в остаточной толщине стенки трубы.

Достижение этой стадии определяется такими параметрами, как максимальная глубина имеющихся трещин (что зависит от времени наработки газопровода) и продольный размер дефекта (общая длина зоны, содержащей микродефекты), т. е. исходным состоянием трубы.

Уменьшение продольного размера дефекта приводит к увеличению критической глубины трещины. Следует отметить, что, поскольку аварийный разрыв газопровода бывает, как правило, вызван объединением большого числа единичных трещин (образованием поля трещин), указать критическую длину магистральной трещины затруднительно, в особенности при

					Объекты и методы исследования	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ступенчатом характере разрыва. В этом случае уточняющие сведения можно получить в результате анализа участка излома, соответствующего стадии вязкого дорыва. Как правило, на критической длине переход от стресс-коррозионной трещины к дорыву осуществляется через этап вязкого отрыва к дорыву срезом.

Размеры трещин при обследовании действующего газопровода оцениваются с использованием оборудования неразрушающего контроля (дефектоскопов), фиксирующего наличие трещин и их глубину с определенной погрешностью. Так, показания разных приборов могут различаться в несколько раз при замере глубины одного и того же дефекта, при этом в оценке его длины разночтений может и не быть.

Это обусловлено как принципиальными ограничениями использованного метода контроля, так и особенностями конфигурации трещин, которые могут иметь сложный профиль вследствие роста, взаимодействия и объединения отдельных трещин. С учетом неопределенности оценки линейных размеров дефектов целесообразно применять упрощенные методы расчета прочности, используя ограниченные данные о дефекте, например максимальную глубину и длину дефекта.

Результаты расчетной оценки критического размера трещины для диапазона условий эксплуатации газопроводов представлены в виде зависимости максимальной глубины трещины от ее длины для фиксированного внутритрубного давления. На рисунке также приведены размеры трещин, вызвавших разрушение трубы при гидравлических испытаниях участков газопровода. При этом сведения о размерах дефектов в основном получены из актов, составленных по итогам расследования разрушений. Можно видеть, что для каждого конкретных условий эксплуатации существует значение минимальной длины критической трещины, при котором глубина трещины равна толщине стенки трубы. Это означает, что все трещины меньшей длины, даже будучи сквозными, будут являться докритическими, то есть их сквозное прорастание не приведет к

					Объекты и методы исследования	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

быстрому дорыву стенки и последующему аварийному развитию сквозной трещины в продольном направлении [16].

Расчетная оценка критических размеров сделана для единичной трещины. Поскольку действительные критические трещины всегда образованы объединением большого числа «мелких» докритических трещин, разделенных перемычками «живого» металла, расчетная оценка и фактические значения могут отличаться. Размеры значительной части дефектов, вызвавших разрушение, больше, чем можно было ожидать, основываясь на расчетных данных о критических размерах трещин при заданном давлении. Это вызвано тем, что при обследованиях участка разрыва учитывается полная длина дефекта, которая может превышать размеры собственно очага разрушения. Поэтому приведенные расчетные данные о критических размерах трещин показывают, по-видимому, минимальные размеры критических дефектов, вызывающих разрушения [16].

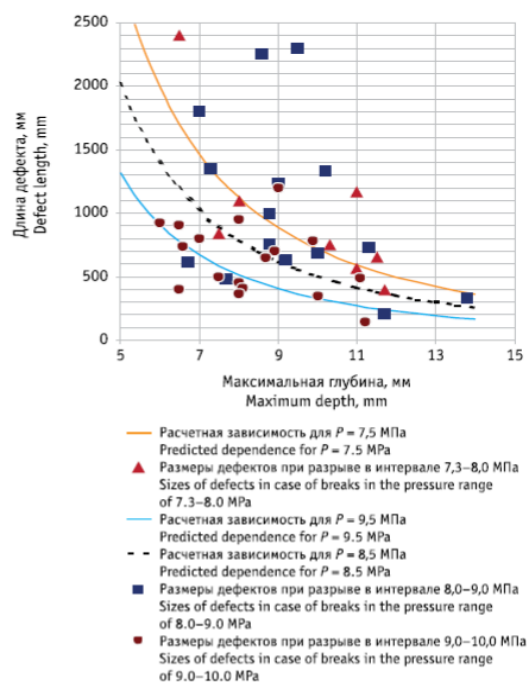


Рисунок 17 – Критические размеры трещин при испытании газопровода повышенным давлением. Труба 1420 x 15,7 мм [16]

Уровень опасности дефекта может быть уточнен в случае, если при обследовании удастся выделить зону и размеры собственно очага разрушения.

					Объекты и методы исследования	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На основании сопоставления размера критической трещины, внутритрубного давления и механических свойств металла трубы можно оценить любой из указанных параметров по известному значению двух других параметров, т. е. установить фактические условия произошедшего разрыва трубы [16].

Например, разница между расчетным внутритрубным давлением и рабочим давлением газа в месте разрыва будет однозначно свидетельствовать о наличии признаков действия дополнительных (нерасчетных) нагрузок на тело газопровода. Их источниками могут быть подвижки грунта в районе трубопровода, или динамические нагрузки, возникающие вследствие соседнего разрыва газопровода, либо несоответствие прочностных свойств трубного металла данным сертификата, или завышение длины очаговой трещины. В этом случае для лабораторного исследования с места аварии отбираются представительные пробы металла, не имеющие (по возможности) признаков термического воздействия аварийного происхождения и следов вторичной пластической деформации, вызванной перегрузкой при аварийном разрыве [16].

Осмотр наружной поверхности труб в месте аварийного разрыва может установить некоторые фактические особенности КРН. Если местом начала КРН является граница сплавления продольного шва, это однозначно свидетельствует о наличии заводского исходного трещиноподобного дефекта (концентратора), от которого начался процесс КРН. Статистика аварий показывает, что около трети всех произошедших разрывов, вызванных КРН, локализовано по границе сплавления заводского продольного шва.

Одновременное присутствие на наружной поверхности признаков язвенной коррозии и КРН свидетельствует либо о непостоянстве внешних условий на поверхности трубы за время эксплуатации газопровода, либо об изменении преобладающего механизма коррозионной повреждаемости (например, прекращение по тем или иным причинам процесса КРН и усиление коррозионного воздействия среды). Особенно это заметно в случае,

					Объекты и методы исследования	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

когда продольные трещины КРН растравливаются до состояния продольных коррозионных канавок, что может указывать на практическое прекращение развития трещин КРН.

Дополнительная информация о процессе КРН по факту аварийного разрыва может быть получена при лабораторном исследовании отобранных проб металла. Фрактографический анализ стресс-коррозионного излома может определенно характеризовать стабильность механической нагрузки в стенке трубы на стадии роста трещин, имевшиеся факты перегрузок и их ориентировочную хронологию, наличие признаков стабилизации и повторного страгивания трещин КРН. Металлографический анализ позволяет аттестовать состояние металла в месте начала растрескивания, определить уровень воздействия структурных факторов на механизм зарождения трещин КРН, а также выявить некоторые признаки механизма КРН. Возможным источником ошибок при подобных оценках является растравливание образовавшихся трещин, изменяющее топографию излома КРН и ограничивающее наиболее представительную часть излома зоной вблизи вершины трещин, а также вторичная пластическая деформация зоны трещин при разрыве трубы, вызывающая раскрытие трещин за счет локального пластического течения металла в зоне вершины трещины. Последняя особенность в ряде случаев может приводить к некорректной оценке роли пластической деформации вершины трещины в механизме КРН [16].

2.6. Математическое моделирование скорости углекислотной коррозии

В октябре 2009 года был запущен газоконденсатный комплекс по разработке новых условных месторождений. Месторождения характеризуются аномально высокими пластовыми параметрами: давление - до 60 МПа, а температура - до 106°C [17].

После 5 лет эксплуатации были выявлены первые коррозионные повреждения внутренней поверхности элементов устьевого оборудования и трубопроводов. На рисунке 1 показан один из дефектов. Причиной этих дефектов была коррозия углекислым газом.

					Объекты и методы исследования	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Парциальное давление углекислого газа на устье скважины превышает 0,21 МПа. Таким образом, окружающая среда обладает высокой степенью агрессивности в соответствии с различными нормативными документами (NACE SP0106-2006, ГОСТ Р 51365-2009, СТО Газпром 9.3-011-2011) [18-20]. В газосборных трубопроводах парциальное давление углекислый газ снижается до уровня 0,1 МПа, но наличие свободной воды и условия стратифицированного течения вызывают процесс коррозии вдоль нижней образующей трубы.

На производственных объектах подверженных углекислотной коррозии, внедрена система мониторинга коррозии, позволяющая измерять скорость коррозии в различных частях системы газосбора [17]. По результатам измерений была отмечена следующая закономерность. В зонах до регулятора давления, характеризующихся высокими температурами и давлениями, скорость коррозионного потока выше, чем в зонах после регулятора давления, где термобарические параметры ниже. Этот факт объясняется тем, что скорость коррозии углекислого газа зависит от температуры и парциального давления газа, которое в свою очередь зависит от рабочего давления.

Для описания соответствующих зависимостей существует большое количество теоретических, эмпирических и полуэмпирических моделей [17]. Модель de Waard-Milliams считается самой популярной и - уже-классической [17]. Однако использование этой модели для условий месторождений дает избыточные скорости коррозии относительно фактических скоростей коррозии. Исходя из этого, перед авторами статьи встала задача разработки собственной модели, описывающей скорость углекислотной коррозии применительно к условиям месторождений.

Для проведения многофакторного анализа, оценивающего влияние различных параметров на скорость коррозии, были отобраны следующие данные: результаты химических анализов проб пластовой воды, результаты исследований газового конденсата, средние значения давления, температуры

					Объекты и методы исследования	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и дебита для каждой скважины, скорости коррозии, полученные гравиметрическим методом. Все данные были сведены в Матрицу, состоящую из 72 строк и 28 столбцов, где 72 - количество наблюдений; 28- количество факторов, которые могли бы оказать возможное влияние на скорость коррозии.

Сгенерированный массив данных прошел процедуру предварительной обработки, в том числе:

1. Устранение недостающих наблюдений. В рамках этой операции мы удалили из набора данных наблюдения, в которых отсутствовал хотя бы один из факторов. Например, из набора данных были исключены скважины, в которых отсутствуют данные о химическом составе воды.

2. Преобразование качественных признаков в интонационные (бинарные). Например, одному из слоев, из которых извлекалась жидкость, присваивалось значение 0, другому слою – 1.

3. Применение метода начальной загрузки. В связи с большим объемом данных, доступных для многофакторного анализа, метод начальной загрузки был использован для искусственного увеличения объема информации и повышения качества будущей модели [17]. Суть метода заключается в формировании набора выборок на основе случайного отбора с повторениями и в конечном итоге вся выборка принимает нормальную форму распределения, что позволило в дальнейшем использовать стандартные методы математической статистики и анализа данных.

После предварительной обработки данных по каждому анализируемому фактору были найдены средние значения и среднеквадратичное отклонение (далее – СКО). По некоторым факторам СКО превышал среднее значение фактора, что свидетельствует о большом уровне разброса значений.

Следующим шагом стало проведение факторного анализа, целью которого является поиск факторов, наиболее влияющих на скорость коррозии. Для его реализации был выбран метод главных компонент как

					Объекты и методы исследования	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наиболее часто используемый из-за простоты использования и прозрачности. Этот метод был использован для исключения максимального количества факторов из модели, поскольку большое количество переменных в математической модели делает ее переменной, и надежность такой модели может быть поставлена под сомнение.

В программном продукте RStudio была построена диаграмма, оценивающая вклад общей дисперсии в каждом из основных компонентов.

Чем выше результирующий столбец, тем больше вариаций включает в себя анализируемый основной компонент. Основные компоненты расположены в порядке убывания. Таким образом, первые два основных компонента составляют около 60% от общего числа вариаций.

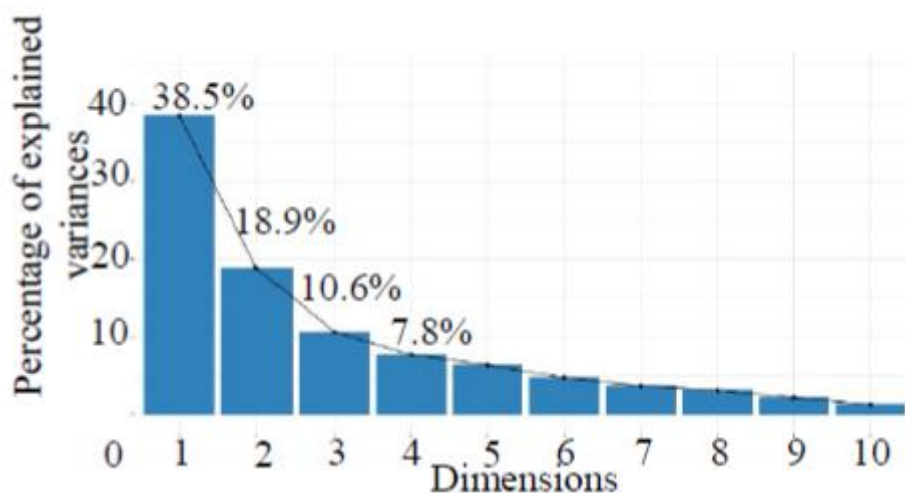


Рисунок 18 – Основные компоненты с процентом общего изменения данных [17]

Далее оценивался вклад (в процентах) каждого из анализируемых факторов в первые два основных компонента, иными словами, насколько сильно анализируемый фактор влияет на основные компоненты. После этого, карта корреляция была нарисована в системе программного обеспечения.

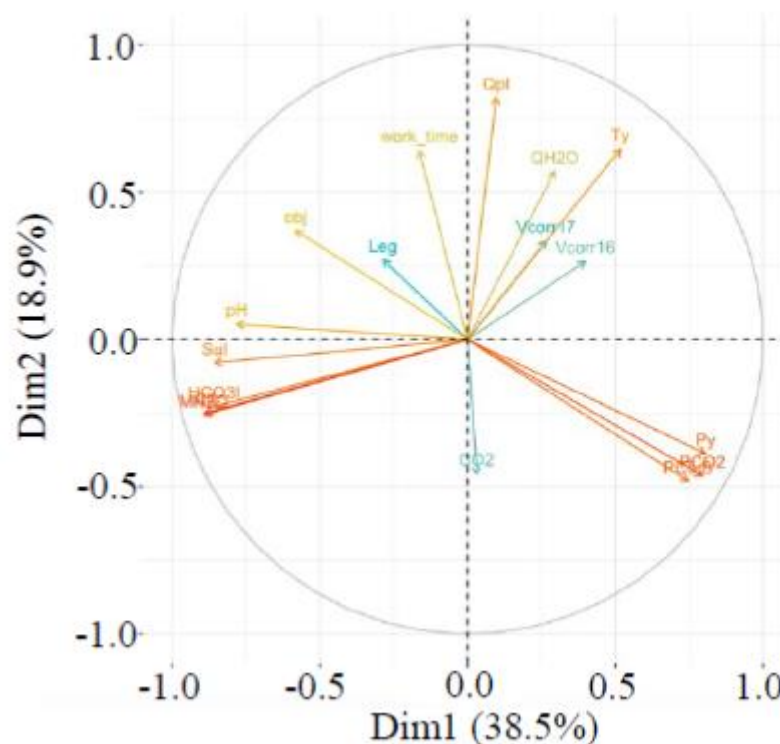


Рисунок 19 – Корреляционная карта [17]

Корреляционная карта указывает на положительно коррелированные факторы (сгруппированные вместе), отрицательно коррелированные (расположенные в противоположных квадрантах), а также на уровень изменчивости и значимость факторов: расположение ближе к краю круга указывает на большую изменчивость, а расположение ближе к центру – на меньшую изменчивость. Полученная диаграмма показывает, что скорость коррозии в 2016 году (Vcorr16) и в 2017 году (Vcorr17) имеет зависимость от температуры (Ty) и расхода (qpl), также имеет положительную корреляцию с первой основной составляющей рабочего давления (py) и, соответственно, парциального давления углекислого газа (PCO2). Некоторые другие факторы, имеющие положительную корреляцию со скоростью коррозии (содержание воды – QH2O, содержание углеводородных компонентов C5+в – PC5B), имеют завышенное среднеквадратичное отклонение и не могут быть включены в модель. Таким образом, ранее была сформулирована гипотеза о том, что максимальное влияние на скорость коррозии оказывают температура, давление и дебит скважин. Для подтверждения этой гипотезы мы приступили к построению многомерной регрессионной модели.

					Объекты и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Далее, также используя студийное программное обеспечение, была составлена модель. Для этого были использованы все факторы, включенные в исходную матрицу. Результатом данной работы явилась многомерная регрессионная модель, представленная в виде таблицы с указанием коэффициентов регрессии, СКО для каждого фактора, значений t-критерия Стьюдента, Р-значений (уровня значимости) для каждого критерия. Все вышеперечисленные критерии позволяют оценить статистическую значимость каждого фактора и в дальнейшем исключить из модели наименее значимые факторы [17].

На основании полученной модели было принято решение уменьшить модель, в частности, из модели были исключены все факторы, кроме температуры, давления и дебита скважины. После этого была построена модель, включающая только вышеперечисленные факторы.

Таблица 6 – Результаты расчета параметров линейной регрессионной модели в первом приближении

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
Intercept	-0.3318	0.0911	-3.642	0.0004
Temperature	0.0098	0.0029	3.358	0.0011
Pressure	0.0021	0.0029	0.728	0.4680
Flow rate	0.0021	0.0030	0.684	0.4953

Следующим этапом исследования была оценка надежности модели. На этом этапе мы построили три диаграммы.

Используя теорему Гаусса-Маркова, был сформирован массив данных, на основе которого была построена первая диаграмма, позволяющая оценить правильность выбора типа модели.

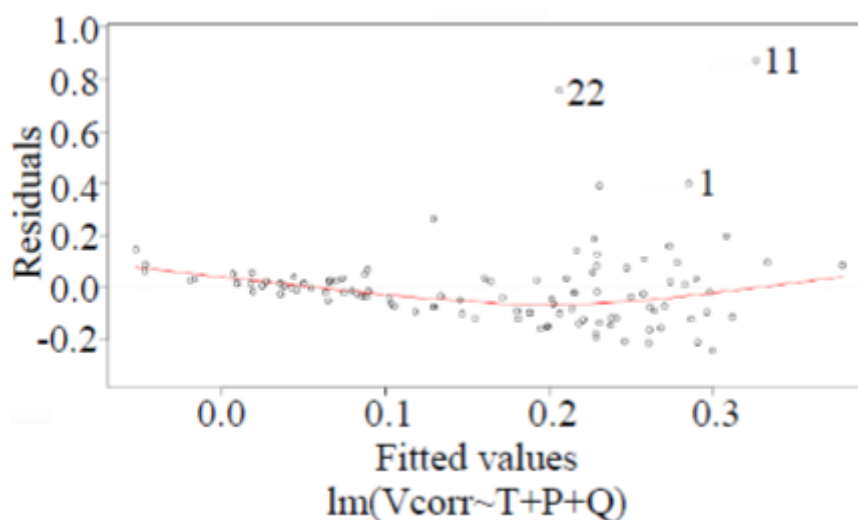


Рисунок 20 – Зависимость прогнозируемых значений скорости коррозии от стандартизированных остатков [17]

Полученная зависимость указывает на то, что тип модели (линейная зависимость) был выбран правильно. В случае иного характера искомой зависимости линия тренда (красная линия) будет иметь геометрию, отличную от линейной. Также на этой диаграмме хорошо видно, что есть аномальные точки (№1, 11, 22), которые не попадают на модель. Чем больше разброс точек от линии тренда, тем менее адекватной является полученная модель.

Следующая диаграмма (Рис.21) представляет собой диаграмму рассеяния наблюдаемых и ожидаемых (стандартизированных) значений с соответствующим заданным распределением. Если наблюдаемые значения падают на прямую линию, то теоретическое распределение хорошо согласуется с наблюдаемыми данными.

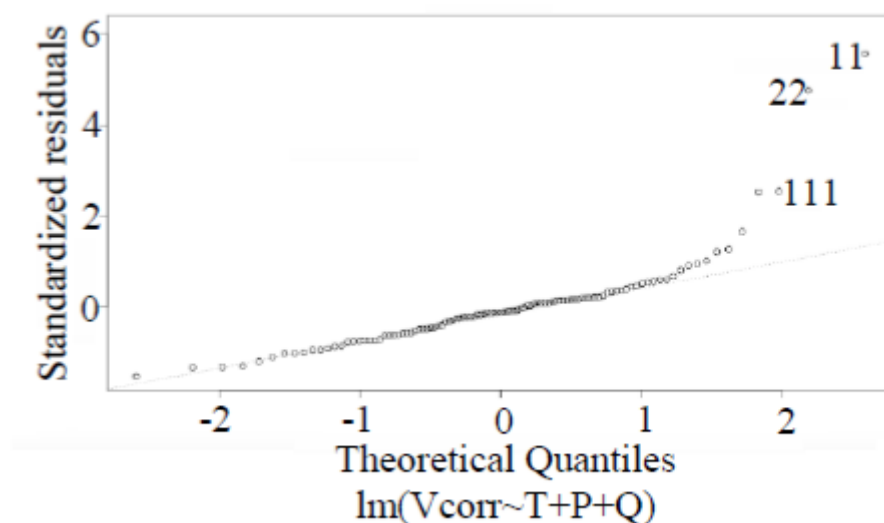


Рисунок 21 – Q-Q диаграмма модели перед обнаружением аномальных значений [17]

Очень тесная корреляция с линией, за исключением аномальных точек (№ 11, 22, 111), указывает на то, что распределение выборок нормальное.

На третьей диаграмме (рис.6) показана зависимость степени влияния каждого наблюдения на результат скорости коррозии от погрешности для каждого наблюдения.

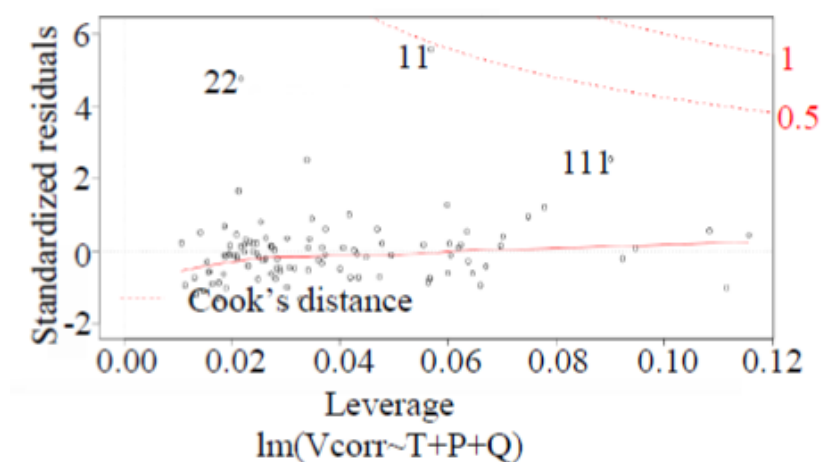


Рисунок 22 – Графическая интерпретация расстояния Кука для модели [17]

Кроме того, на диаграмме показана пунктирная линия расстояния Кука (в правом верхнем углу). Чем ближе к этим линиям находится наблюдение, тем больше это наблюдение смещает прогнозируемую скорость коррозии от фактического значения. В соответствии с этой диаграммой существуют

аномальные наблюдения (№ 11, 22, 111), которые совпадают с двумя предыдущими диаграммами.

Далее, используя метод определения расстояния Кука [17], были выявлены аномальные значения скорости коррозии, создающие высокую вариабельность регрессионной модели. Расстояние Кука показывает разницу между вычисленными коэффициентами уравнения регрессии и значениями, которые были бы получены при исключении соответствующего наблюдения. Если все расстояния Кука не совпадают, что свидетельствует об адекватности модели, то можно предположить, что это наблюдение смещает оценки коэффициентов регрессии. На рис. 7 представлены результаты работы алгоритма по выявлению аномальных значений скоростей коррозии. Числовые обозначения соответствуют индексному идентификатору скважины с аномалией. Через этим методом из модели были исключены четыре аномальных наблюдения, расположенных выше красной линии.

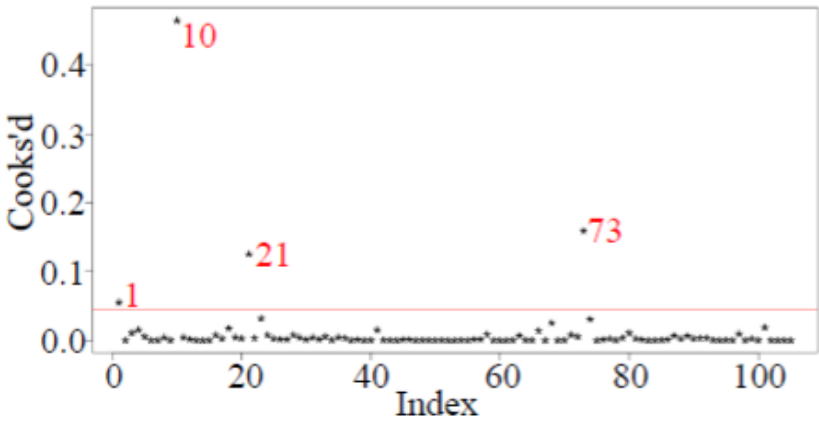


Рисунок 23 – Графическая интерпретация расстояния повара для модели [17]

Следующим шагом было аналогичное построение регрессионной модели при отсутствии аномальных наблюдений.

Таблица 7 – Результаты расчета параметров линейной регрессионной модели после устранения аномальных наблюдений

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
Intercept	-0.2011	0.0538	-3.737	0.0003
Temperature	0.0064	0.0017	3.633	0.0004
Pressure	0.0030	0.0018	1.685	0.0951
Flow rate	-0.0001	0.0018	-0.060	0.9524

На основании оценки статистической значимости каждого фактора было принято решение исключить расход потока из модели в связи с отсутствием достаточного уровня значимости для указанного выше предиктора-0,9524. После этого модель была перестроена и ее надежность оценивалась аналогично исходной модели. После перестройки дисперсия фактических значений от прогнозируемых скоростей коррозии визуально уменьшилась, что является показателем адекватности полученной модели.

Известно, что в классическом уравнении оценки углекислотной коррозии де Ваард-Миллиамса (1) присутствуют те же переменные, что и в модели, полученной авторами. Единственное различие заключается в том, что в уравнении де Ваарда-Миллиамса давление представлено как парциальное давление углекислого газа, но поскольку содержание CO₂ одинаково для всех скважин, соответственно, рабочее давление прямо пропорционально парциальному давлению CO₂.

$$\lg V_{cor} = 5.8 - \frac{1710}{T} + 0.67 \lg P_{CO_2}$$

Поэтому следующим этапом работы стало построение модели по типу уравнения де Ваара-Миллиамса. Уточненные параметры модели представлены в таблице 3.

Таблица 8 – Параметры регрессионной модели построены по типу уравнения де Ваарда-Миллиамса

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
Intercept	6.37	1.9966	3.191	0.0019
1/T	-2377	612.0577	3.885	0.0001
ln(P)	0.52	0.2974	1.754	0.0826

Таким образом, уравнение, описывающее зависимость скорости коррозии от давления и температурного режима для участка 2 условного нефтегазоконденсатного месторождения, может быть записано в виде, предложенном де Ваардом-Миллиамсом, следующим образом:

$$\lg V_{cor} = 6.37 - \frac{2377}{T} + 0.52 \lg P_{CO_2}$$

Далее представлен графический сравнительный анализ фактически измеренных скоростей коррозии с прогнозируемыми скоростями коррозии для двух моделей.

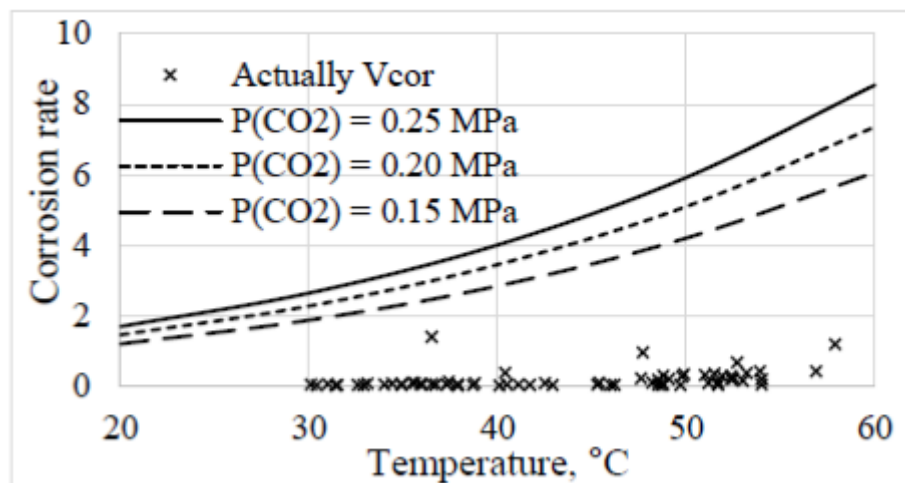


Рисунок 24 – Зависимость прогнозируемой скорости коррозии по модели де Ваарда-Миллиамса от температуры [17]

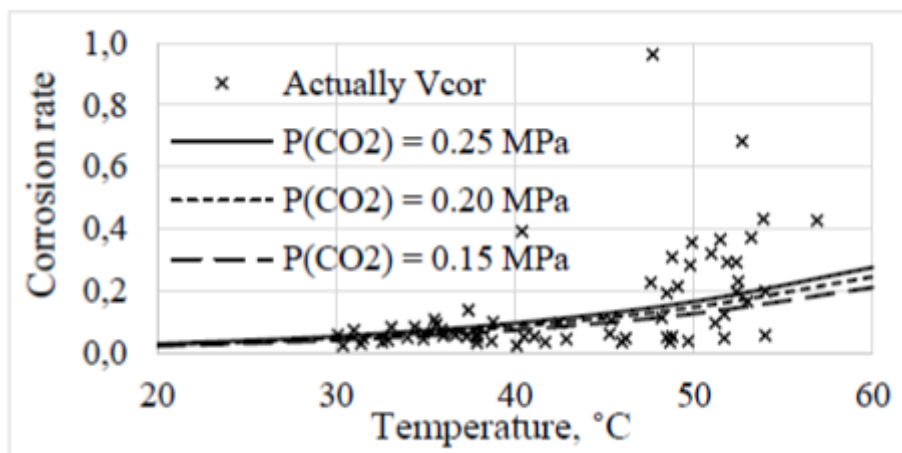


Рисунок 25 – Зависимость прогнозируемой скорости коррозии разработанной модели от температуры [17]

В модели все члены являются статистически значимыми предикторами. Значение коэффициента детерминации (R^2) для полученной модели равно 0,47. Учитывая тот факт, что все исходные данные были получены в полевых условиях, модель можно считать достаточно адекватной.

Разработанная авторами модель описывает процессы углекислотной коррозии применительно к объектам условных месторождений с лучшей корреляцией, чем модель де Ваара-Миллиамса, несмотря на то, что уравнение де Ваара-Миллиамса имеет теоретическую основу, на которую накладываются результаты лабораторных исследований.

2.7. Прогнозирование скорости коррозии подземных трубопроводов

Коррозионную активность грунта для подземной коррозии определяют такие свойства почв, как влажность грунта, гранулометрический состав, общая щелочность, воздухопроницаемость, и так далее. Скорость коррозии подземных трубопроводов зависит от широкого спектра причин: наличие внутренних напряжений, размер зерен стали, расположение анодных и катодных зон относительно друг от друга и другие [21].

Подземные трубопроводы защищены от почвенной коррозии двумя методами: с помощью изоляционных покрытий из диэлектриков (защита от электролита) и с помощью катодной поляризации (станции катодной защиты) путем поляризации трубы.

Как величина непостоянная в подземных условиях – скорость коррозии $V_{\text{ср}}$ определяет величину роста локального повреждения стенки газопровода с момента закладки газопровода в грунт. Большинство коррозионных процессов носит затухающий характер и описывается уравнением [21]:

$$P = \tau^n$$

где P – наибольшая глубина коррозии через время τ , мм; n – безразмерная константа, которая зависит от характеристик почвы, ее аэрации и устанавливается опытным путем.

Также немаловажным фактором при вычислении глубины коррозии P является момент зарождения дефекта.

$$\tau = \tau_{\text{инк}} + \tau_{\text{реал}}$$

где $\tau_{\text{инк}}$ – длительность инкубационного периода, т.е. коррозионный дефект отсутствует, но имеются предпосылки для его возникновения; $\tau_{\text{реал}}$ – реальное время существования коррозионного дефекта, исчисляющееся от

					Объекты и методы исследования	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

момента его зарождения до интересующего исследователя срока эксплуатации.

В реальных условиях эксплуатации узнать время зарождения коррозионного дефекта весьма сложно, поскольку эта процедура требует больших материальных затрат. Величина $\tau_{\text{реал}}$ зависит и от периода возникновения дефекта изоляционного покрытия, поскольку, как известно, без контакта с коррозионной средой процесс электрохимического растворения металла невозможен. Таким образом [21]:

$$V_{\text{инк}} = \frac{dP_{\text{инк}}}{d\tau} = 0$$

$$V_{\text{реал}} = \frac{dP_{\text{реал}}}{d\tau} \neq 0$$

Поэтому реальная скорость коррозии наружной стенки трубопровода в дефектах изоляционного покрытия определяется отношением реальной глубины коррозионного дефекта ко времени его зарождения.

При расчете скорости коррозии, необходимой для прогнозирования эксплуатационной надежности действующего трубопровода, надо знать реальное время зарождения дефекта. Поэтому при расчетах скорости коррозии используется время от начала заложения трубопровода в грунт, и теоретическая скорость коррозии занижена относительно $V_{\text{реал}}$.

Если глубина коррозионного повреждения или утончения зависит от переменных, описывающих различные параметры среды околотрубного пространства $P = f(X_i)$, где X_i – i -я переменная, описывающая каждый из параметров среды, оказывающих влияние на протекание коррозии, $X_i = k_i \tau$, где k_i – коэффициент, качественно характеризующий каждый из параметров; τ – время заложения газопровода в грунт, тогда $P = f(k_1 \tau, k_2 \tau, k_i \tau)$ [21].

Скорость коррозии или скорость роста глубины коррозионного повреждения: $V_{\text{корр.}} = \frac{dP}{d\tau}$, т.е. с помощью рассчитанного коэффициента с достаточной точностью можно описать коррозионный процесс в любой интересующий нас момент времени.

					Объекты и методы исследования	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При расчете скорости коррозии одним из недостатков является отсутствие сведений о типе дефекта изоляционного покрытия. Как известно, при наложенном защитном потенциале, значение которого при действующих СКЗ как правило отрицательнее – 0,85 В (м.с.э.), коррозионный электрохимический процесс невозможен в сквозных дефектах как пленочной, так и битумной изоляции. В дефектах закрытого типа, свойственных только пленочной изоляции типа гофр, карманов, складок, шатров и т.д. средствами ЭХЗ такой величины добиться практически невозможно. Более того, по наблюдениям последних лет отмечено скорее негативное влияние токов СКЗ большой плотности при $>> - 1,1$ В (м.с.э.), выражающееся в подщелачивании электролитического раствора вблизи тела трубопровода [21].

Принимая во внимание, что сведений о местоположении закрытого дефекта изоляционного покрытия при помощи искателя повреждений изоляции добиться невозможно, допускаем, что коррозионный процесс одинаковой степенью вероятности протекает на всех участках. ПСК (прогнозируемая скорость коррозии) ($P_{пск}$) – это такая скорость электрохимического растворения металла, которая описывает рост глубины дефекта наружной стенки подземного электрозащищенного трубопровода в определенный интересующий исследователя момент времени, допуская наличие этого дефекта на любом обследуемом участке. Как вытекает из определения, ПСК позволяет прогнозировать размер коррозионного дефекта через интересующий исследователя период эксплуатации.

В результате проведенного анализа в лабораторных условиях был выведен средний химический состав грунтового электролита. Приведен химический состав грунтов и значения коэффициентов n для грунтов различного состава, полученный эмпирическим путем. На рисунке представлено рассчитанное утончение стенки газопровода в зависимости от коэффициентов n , т.е. в зависимости от состава грунта, а также приведены данные о скорости коррозии трубопровода в глинистой почве [21].

					Объекты и методы исследования	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

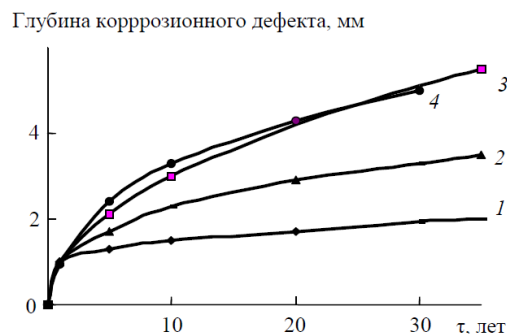


Рисунок 26 – Зависимость глубины коррозионных дефектов от продолжительности коррозионных разрушений для разных типов грунтов [21]: 1 – супесчаный грунт, $n = 0,19$; 2 – тонкодисперсные суглинки, $n = 0,35$; 3 – глина, $n = 0,48$; 4 – глина

Таблица 9 – Типичные составы почвенных растворов водной вытяжки грунтов с мест прокладки подземных трубопроводов

Тип почвы	pH	Состав, мг/л							
		$\text{Cu}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$	NH_4^+	NO_3^-	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Общая минерализация
Супесь	6,9 – 7,2	1110	390	160	4800	390	340	840	8030
Суглинок	6,4 – 7,4	1000 – 1500	300 – 1000	100 – 200	3000 – 10000	400 – 600	300 – 500	500 – 1000	5600 – 14800
Глина	6,5 – 8,5	>1500	>300	100 – 200	10000	>1000	>500	>1000	≈14500
Засоленный грунт	7,9 – 8,3	4570	4850	–	10000	3500 – 4000	2200	6800	≈32400

Таблица 10 – Значения коэффициента n для грунтов

n	Характеристика грунта
0,19	Тонкодисперсные супеси
0,35	Тонкодисперсные суглинки
0,48	Глина

Из рисунка видно, что зависимости скорости коррозии трубопровода от продолжительности эксплуатации в глинистой почве, полученные эмпирическим и экспериментальным путем практически совпадают. Данные результаты позволяют прогнозировать скорость коррозии подземных трубопроводов [21].

3. Коррозионное обследование магистрального газопровода

3.1. Электрометрическое обследование

Чтобы определить характер проявления коррозии или точку возникновения процесса коррозии, необходимо провести электрометрическое обследование магистрального трубопровода. При проведении коррозионного обследования в обязательном порядке учитываются результаты дефектоскопии обследуемых объектов (ВТД, УЗД и т.п.) и данные коррозионного мониторинга.

Коррозионное обследование состоит из трех этапов [22]:

- организационного;
- технического;
- аналитического (обработка данных КО, составление отчета и рекомендаций по результатам обследования).

В состав необходимой для изучения документации по ПКЗ объекта входят:

- акты о коррозионном состоянии объекта при осмотре в шурфах;
- акты испытаний защитных покрытий методом катодной поляризации на законченных строительством участках трубопровода;
- технологические схемы объекта с указанием видов и типов защитных покрытий по участкам;
- схемы электроснабжения и расстановки средств ЭХЗ;
- паспорта УКЗ, УДЗ и УПЗ;
- журналы регистрации работы средств ЭХЗ, обеспеченных дистанционным контролем;

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров К.И.			Коррозионное обследование магистрального газопровода		Лит.	Лист
Руковод.		Зарцдин А.Г.						
Консульт.								82
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						159
					НИ ТПУ гр.2БМ81			

- диаграммы распределения суммарных потенциалов по КИП;
- коррозионные карты объекта;
- результаты ВТД, УЗД и коррозионного мониторинга обследуемого объекта;
- распределение на объекте зон ПКО и ВКО;
- технические отчеты по предыдущим диагностическим обследованиям и реализации рекомендаций этих обследований;
- отчеты о состоянии ПКЗ объектов за последние 5 лет.

На основе анализа полученных документов Исполнитель [22]:

- определяет технологическую сложность эксплуатационных условий обследуемого объекта;
- уточняет состав необходимых электрометрических работ;
- определяет техническое состояние защитного покрытия объекта, уровень активной защиты, техническое состояние средств ЭХЗ, коррозионное состояние;
- определяет готовность объекта к выполнению КО;
- определяет необходимые методы выполнения КО;
- составляет программу работ по проведению КО (внутренний документ Исполнителя).

На техническом этапе КО выполняются все полевые работы, включающие электрометрическое обследование и обследование коррозионного состояния подземного объекта в контрольных шурфах, при необходимости - с применением методов НК.

Работы выполняются бригадой численностью 3 - 5 человек, аттестованных в установленном порядке в области неразрушающего контроля, электрометрических методов диагностики ПКЗ.

Коррозионное обследование трубопровода, проложенного в многониточном коридоре с другими трубопроводами, проводят с учетом условий эксплуатации каждого объекта (эксплуатационного периода, типа защитного покрытия, влияния системы ЭХЗ других трубопроводов и др.).

					Коррозионное обследование магистрального газопровода	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При этом, в случае необходимости, КО проводят и на других трубопроводах общего коридора в объеме, необходимом для анализа процессов ЭХЗ диагностируемого трубопровода.

Электрометрические работы составляют основную часть технического этапа КО. По результатам этих работ определяют места дефектов в защитном покрытии подземного трубопровода и назначают контрольные шурфы для обследования в них состояния ПКЗ и коррозии металла трубопровода.

Обязательная часть технического этапа КО - обследование состояния объекта и/или его элементов непосредственно в шурфе с обязательным применением методов НК.

По результатам КО уточняются зоны высокой и повышенной коррозионной опасности, контролируемый участок трубопровода ранжируется по категориям коррозионной опасности и по видам коррозионных дефектов, выявляемых средствами электрометрической диагностики; разрабатываются рекомендации, направленные на повышение эффективности ПКЗ и продление срока безаварийной эксплуатации объекта.

Технический отчет о коррозионном состоянии обследуемого объекта с выводами и рекомендациями является итоговым документом выполненного КО объекта.

Целями комплексного периодического обследования являются [22]:

- оценка текущего состояния комплексной защиты;
- разработка рекомендаций по оптимизации режимов работы средств ЭХЗ и эффективной эксплуатации системы ПКЗ;
- планирование работ по реконструкции и ремонту средств ПКЗ, в том числе по системе ТОиР.

Задачи комплексного периодического обследования:

- определение состояния защитного покрытия (определяются сопротивление защитного покрытия, места нарушения его сплошности и изменение физико-механических свойств);

					<i>Коррозионное обследование магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- определение оптимальных (рекомендуемых) режимов работы средств ПКЗ с учетом изменившихся свойств изоляции объекта;
- определение эффективности ЭХЗ;
- уточнение расположения и классификации участков различной коррозионной опасности (ВКО, ПКО, УКО), с учетом результатов ВТД и НК;
- разработка рекомендаций по режимам защиты повышению эксплуатационной надежности средств ЭХЗ, срокам и виду очередного обследования [22].

Сроки проведения комплексных периодических (повторных) обследований раз в 5 - 10 лет, с учетом фактического технического состояния объекта и рекомендаций предыдущих КО.

Места дефектов защитного покрытия определяют по результатам измерений ИПИ и/или результатам измерений градиентов потенциалов при включенной катодной защите трубопровода.

Участки трубопроводов с недостаточной степенью защиты определяют по результатам измерений потенциалов «труба-земля» без и с омической составляющей, в том числе с применением долговременных регистраторов на участках с влиянием блуждающих токов, в знакопеременных зонах и др.

По результатам анализа проведенных измерений определяют участки с коррозионными повреждениями.

Коррозионные повреждения подземных трубопроводов наиболее вероятны на следующих участках [22]:

- участки преимущественно в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, длительное время находившиеся с недостаточной степенью катодной защиты;
- участки в анодных и знакопеременных зонах (на объектах с влиянием блуждающих токов);
- участки в анодных зонах, определенных по результатам измерений градиентов потенциалов при отключенной катодной защите;

- участки с неоднородным составом грунта (на переходах от низкоомных грунтов к высокоомным).

При наличии коррозии составляется акт шурфования. Методы, объемы и виды работ для проведения специального комплексного обследования определяются техническим заданием на основании и с учетом характера коррозионных процессов, выявленных при эксплуатации объекта [22].

Оценка эффективности работы ПКЗ обследуемого объекта проводится сверкой результатов КО с требованиями НД по всем параметрам системы ПКЗ:

- адгезии и сплошности защитного покрытия;
- состоянию объекта на границах «земля-воздух»;
- сопротивлению «опора-труба»;
- техническому состоянию средств ЭХЗ;
- соответствию принципиальной и исполнительной схемы УКЗ, УДЗ, УПЗ проектным решениям и ПУЭ;
- защищенности объекта во времени, на участках вне зоны опасного влияния блуждающих токов;
- защищенности, по протяженности и во времени, объекта в зонах с разной коррозионной опасностью и агрессивностью грунтов;
- стабильности электроснабжения средств ЭХЗ;
- защищенности объекта в местах с дефектами в защитном покрытии;
- остаточному ресурсу анодного заземления УКЗ;
- защищенности, по протяженности и во времени, объекта в зонах с опасным влиянием блуждающих токов;
- отсутствию зон с вредным влиянием ЭХЗ [22].

3.1.1. Состав работ при выполнении комплексного периодического обследования подземных объектов

Рекомендуемый перечень работ при проведении электрометрического обследования [22]:

					<i>Коррозионное обследование магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Определение положения оси трубопровода в горизонтальной плоскости рекомендуется проводить с фиксацией его и ориентиров на местности с применением системы глобального позиционирования с учетом требований ТЗ на обследование.

2. Определение глубины заложения трубопровода рекомендуется проводить в соответствии с методикой, приведенной в ВРД 39-1.10-026-2001 [23] на линейной части с шагом не более 100 м, а также в местах размывов, в балках, оврагах и других местах, в которых возможно отклонение глубины от проектной.

3. Измерение удельного электрического сопротивления грунта для оценки степени его коррозионной агрессивности в соответствии с критериями, указанными в СТО Газпром 9.0-001-2009 [24] (пункт 6.5) рекомендуется проводить в следующих местах:

- в местах расположения УПЗ и АЗ в УКЗ;
- вдоль трассы трубопровода с шагом не более 100 м;
- в местах расположения дефектов в ЗП.
- на переходах трубопровода под автомобильными и железными дорогами или в местах пересечения с естественными преградами (с обеих сторон перехода или пересечения);

Измерение рекомендуется проводить следующими способами:

- в соответствии с методикой, приведенной в СТО Газпром 9.4-009-2010 [25] (приложение М) с учетом рекомендаций, изложенных в инструкции по эксплуатации применяемого измерительного прибора;
- в соответствии с методиками, используемыми при применении комплексов специальной измерительной аппаратуры.

4. Измерение потенциалов без омической составляющей (поляризационных) в КИП и КДП, оборудованных ЭСДД с ВЭ.

5. Измерение потенциалов трубопровода с омической составляющей в КИП и КДП.

					Коррозионное обследование магистрального газопровода	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Измерение потенциалов трубопровода методом выносного электрода при включенных и/или отключенных средствах ЭХЗ (кроме зон интенсивного влияния блуждающих токов - с амплитудой изменения потенциала сооружения свыше 100 мВ).

7. Измерение поперечных и/или продольных градиентов потенциала рекомендуется проводить с шагом измерения не более 5 м на всем протяжении обследуемого сооружения³ при включенных и/или отключенных средствах ЭХЗ (кроме зон интенсивного влияния блуждающих токов). Измерения в местах предполагаемых повреждений ЗП рекомендуется выполнять с шагом не более 1 м.

8. В местах пересечения и/или сближения трубопровода с сопутствующим сооружением рекомендуется проводить на них синхронные измерения потенциалов с целью определения взаимного влияния.

9. Определение длины зоны защиты УКЗ при режимах, установленных эксплуатирующей организацией.

10. При необходимости корректировки режимов УКЗ для обеспечения нормируемых значений потенциалов в точке дренажа и на границах зоны защиты рекомендуется проводить:

- оптимизацию режимов УКЗ (в режиме стабилизации выходного тока или в режиме стабилизации потенциала);
- регулировку перераспределения тока поляризации на БСЗ или БДР (при необходимости);
- определение длины зоны защиты УКЗ после оптимизации.

11. При необходимости временной (дополнительной) защиты для определения необходимого тока поляризации или проведения интегральной оценки защитного покрытия рекомендуется проводить установку ОУКЗ (монтаж временного АЗ, анодной и дренажной линий с подключением к объекту и к преобразователю). При необходимости проводят оптимизацию режима ОУКЗ и определение длины зоны защиты ОУКЗ.

12. Измерения на ВЭИ.

					Коррозионное обследование магистрального газопровода	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13. Синхронные измерения долговременными регистраторами потенциалов трубопровода и градиентов блуждающих токов в КИП и КДП, потенциалов «рельс-земля», значений тока дренирования УДЗ в зонах влияния блуждающих токов.

14. Определение опасного влияния переменного тока в местах сближения или пересечения подземных трубопроводов с источниками переменного тока (высоковольтные ЛЭП, электрифицированные железные дороги и др.) рекомендуется проводить в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 (приложение Ж) [3].

3.1.2. Определение положения трубопровода

В настоящее время для обнаружения подземных инженерных коммуникаций наибольшее распространение получил индукционный метод поиска. В основе метода лежит наличие электромагнитного поля вдоль проводника с током. Для проведения обследования необходим комплект поискового оборудования, состоящий из генератора трассопоискового и универсального приемника. Кроме того, необходимы специальные принадлежности для подключения генератора к коммуникациям.

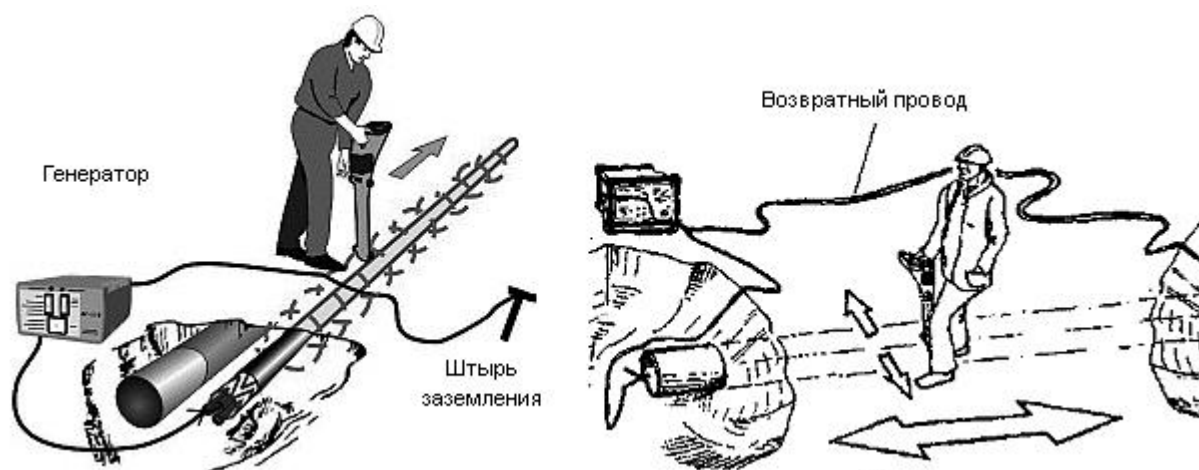


Рисунок 27 – Определение оси трубопровода (контактный метод) [31]

Источником испытательного тока специальной частоты является трассопоисковый генератор, подключаемый к инженерной коммуникации. Для протекания тока необходим электропроводящий контур, одной из ветвей

которого служит искомая коммуникация, а в качестве другой ветви используется заземление (для возврата токов через землю).

Получение гарантированного результата при проведении поиска в условиях сильных электромагнитных помех (работа в районе прохождения ЛЭП) или необходимость разведки сложного узла подземных коммуникаций возможно при подключении генератора с использованием возвратного провода. При таком подключении практически полностью исключается влияние на результат поиска электромагнитных помех и растекания токов через землю.

Определение местоположения и глубины залегания инженерных коммуникаций производится оператором с поверхности земли. Максимальная напряженность магнитного поля, измеренного по поверхности земли, соответствует оси искомой коммуникации.

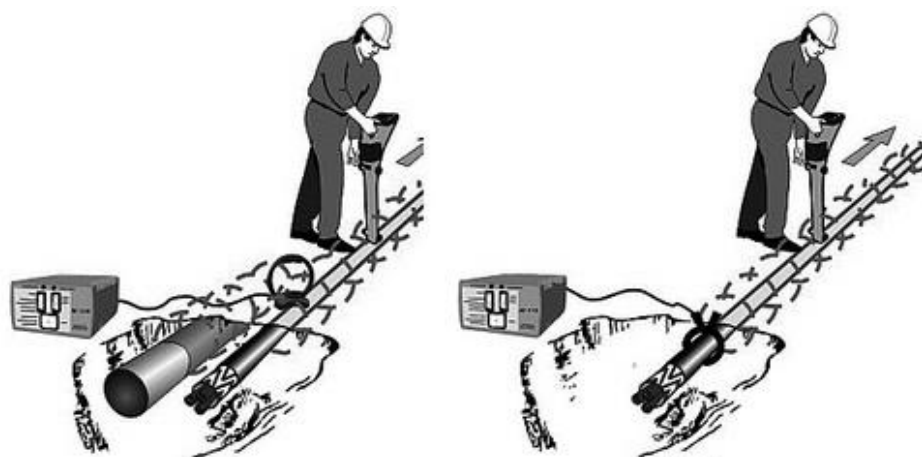


Рисунок 28 – Определение оси трубопровода (бесконтактный метод) [31]

Реальные условия поиска далеко не всегда позволяют использовать гальваническое подключение генератора. Существует возможность ведения поисковых работ, используя бесконтактное (индуктивное) соединение с генератором. Для этого используется индуктивная антенна или клещи индукционные.

Уровень напряженности электромагнитного поля определяется по показаниям индикатора приемника. Для достижения максимальной эффективности использования данного метода необходимо учитывать

особенности прохождения тока по проводникам, находящимся в грунте. Время проведения обследования и достоверность полученных результатов зависит от правильного подключения трассопоискового генератора.

3.1.3. Определение дефектов изоляционных покрытий трубопроводов

Подготовительные работы, предшествующие контролю сплошности изоляционных покрытий засыпанных одиночных трубопроводов, осуществляются в лабораторных условиях и включают [26]:

- осмотр, проверку и проведение профилактики составных частей устройства;
- подзарядку аккумулятора;
- проверку и смену в случае необходимости источника питания приемника;
- подготовку визирных колышков.

Для осуществления привязки обнаруженных дефектных мест к длине трубопровода и фиксации их в технической документации необходима рулетка либо другой инструмент, позволяющий проводить измерение длины на поверхности земли.

Генератор переменного тока подключают в электрическую цепь «труба-заземлитель». Заземлитель должен быть удален от контрольно-измерительного пункта на расстояние 30 - 50 м перпендикулярно к оси трубопровода. Элемент цепи «труба» реализован электрическим выводом от трубы на контрольно-измерительном пункте. Устанавливают максимальный режим работы генератора мощности, при котором его выходные напряжения и сила тока максимальны.

					<i>Коррозионное обследование магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

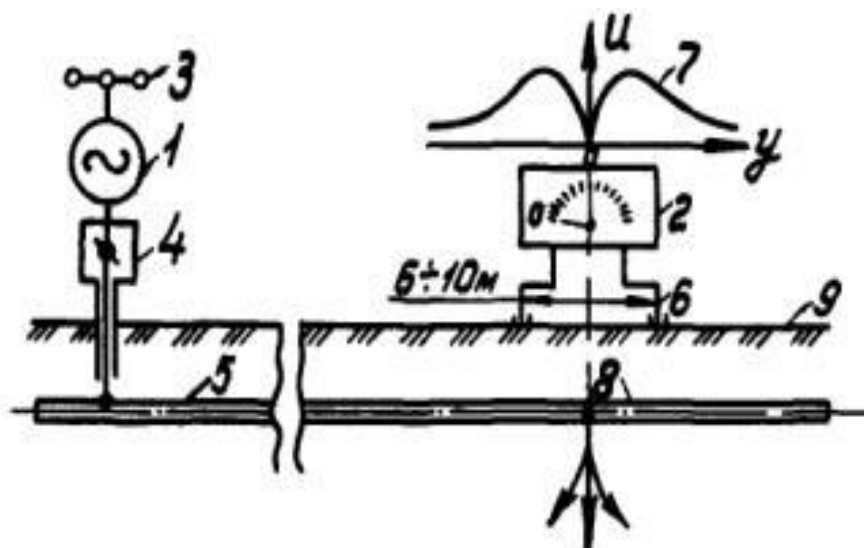


Рисунок 29 – Схема поиска дефектов в изоляционном покрытии засыпанного одиночного трубопровода контактным продольным способом [32]:

1 - генератор; 2 - приемник; 3 - заземлитель; 4 - контрольно-измерительный пункт; 5 - трубопровод; 6 - контактные устройства; 7 - график изменения показаний индикатора при перемещении контактных устройств вдоль трубопровода; 8 - дефект в изоляционном покрытии; 9 - грунт

На расстоянии не менее 10 м от контрольно-измерительного пункта вдоль трассы определяют место пересечения с поверхностью земли вертикали, проходящей через центр трубопровода. Для этого ось магнитной антенны приемника устанавливают вертикально и, передвигая антенну в горизонтальной плоскости перпендикулярно к оси трубопровода, находят минимум показаний индикатора приемника. На поверхности земли колышком отмечают место обнаруженного минимума. Указанную операцию проводят по трассе трубопровода. Колышки, отмечающие ось трассы трубопровода, устанавливают в пределах видимости (через 100 - 200 м) [26].

Два оператора с контактными устройствами (электроды-штыри, медносульфатные электроды, нижние планки либо шпоры), находясь над осью трубопровода на расстоянии друг от друга 6 - 10 м, движутся вдоль предварительно размеченной трассы, сохраняя заданное расстояние между собой и осуществляя одновременно электрический контакт с землей. Допускается смещение пути движения операторов от оси трубопровода на

расстояние 0,5 - 1 м. Один из операторов наблюдает за показаниями индикатора приемника.

При приближении к сквозному дефекту в изоляционном покрытии наблюдается повышение показания индикатора приемника, которые достигают максимума, когда один из операторов осуществляет контактирование с поверхностью земли непосредственно над дефектом, и минимума, когда центр расстояния между операторами находится над дефектом [26].

					Коррозионное обследование магистрального газопровода	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода

В ходе выполнения работы были получены данные комплексного обследования эксплуатируемого подземного газопровода [27].

4.1. Магистральный газопровод протяженностью (440 - 490 км) 50 км 2002 год

Измерения на газопроводе в 2002 году проводились комплектом приборов ИПИ-95 (искатель повреждений изоляции). В состав оборудования входят: генератор, приемник, головные телефоны, заземлитель, поисковые штыри. Принцип работы прибора основан на приеме и оценке потенциалов с поверхности трубы вдоль трассы трубопровода, создаваемых генератором и изменяющихся в зависимости от качества изоляции.

С помощью генератора в обследуемом трубопроводе создается импульсный ток с частотой 1000 Гц. Оператор перемещается вдоль трассы трубопровода с приемником и наблюдает за уровнем сигнала по отклонению стрелки индикатора и уровня звука в телефоне. Величина сигнала определяется разностью потенциалов на поверхности земли, которые образуются прохождением переменного тока по цепи. В местах повреждения изоляции переходное сопротивление “труба - земля” уменьшается и сигнал усиливается [27].

По результатам комплексных измерений можно судить об эффективности работы существующих средств электрохимзащиты и оценить степень защищенности газопровода.

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Петров К.И.			Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода	Лит.	Лист
Руковод.		Зарибин А.Г.					94
Консульт.							159
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				НИ ТПУ зр.2БМ81	

Грунты, прилегающие к исследуемым газопроводам, являются композиционно неоднородными, что является следствием ряда причин. В процессе строительства они перемешиваются гусеничной техникой. В итоге это может привести к тому, что грунты, считавшиеся коррозионно-неопасными, могут перейти в другую категорию или приблизиться к ней и становиться более агрессивными, или наоборот [27].

Коррозионная агрессивность грунта зависит от нескольких факторов: структуры, пористости, его влажности, воздухопроницаемости, величины pH, химического состава, электропроводности и т.д. Кроме того, коррозия может происходить вследствие возникновения гальванических пар на трубопроводе из-за резко меняющихся характеристик грунта. Из естественных грунтов наибольшей коррозионной активностью обладают глинистые, суглинистые, солончаковые и торфяные грунты [27].

Размещенные вдоль газопроводов средства защиты подвергаются воздействию многих факторов, в частности, резких колебаний температур, волн перенапряжения в районах проявления грозовой активности, блуждающих токов и др [27].

Защита газопровода осуществляется изоляционными покрытиями, катодной поляризацией и дренажами.

Изоляционное покрытие выполнено полиэтиленовой пленкой «Поликен 980-25» в один слой и полиэтиленовой оберткой в один слой – нормальный тип изоляции. На участках переходов через железные дороги, автодороги, леки – применен усиленный тип изоляции – два слоя полиэтиленовой пленки «Поликен 980-25» с «Праймером» и один слой обертки [28].

Общая протяженность обследованного газопровода составила 50 км. Потенциал при включенной системе ЭХЗ в пределах от минус 20,34 до плюс 1,25В (в момент прохождения электропоездов). Нулевая отметка газопровода – крановый узел на 440 км. По результатам измерений выявлены дефекты изоляции.

					Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Протяженность участков с дефектами изоляции по этой нитке составила 1,7 %.

На основании проведенных электрометрических обследований газопровода (440-490 км) были получены следующие данные.

					Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2. Магистральный газопровод 2 нитка 214 км - 317 км 2012 год

В 2012 году были проведены работы по комплексному периодическому обследованию подземного магистрального газопровода на 2-ой нитке 214-317 км.

Полевые работы включали в себя комплекс электрометрических измерений направленных на определение технического состояния системы электрохимической защиты и состояния изоляционного покрытия [27].

Магистральный газопровод обследован с 214 км по 317 км на 2-ой нитке.

При проведении обследования общая протяженность обследованного участка газопровода составила 109,074 км.

Магистральный газопровод 214-317 км 2-я нитка сдан в эксплуатацию в 1992-1997 годах. Магистральный газопровод 214-317 км 2-я нитка смонтирован из труб диаметром 1020 мм с толщиной стенки 10,5-16 мм.

На пути своего следования трасса газопровода пересекает автодороги различных категорий: на 214км; на 225км; на 233км; на 241км; на 267км; на 307км; на 314км; на 315км и на 317км.

Пересечений с железными дорогами: нет

Газопровод пересекает овраги, мелкие ручьи, реки, болота. Грунты по трассе газопровода представлены в основном следующими типами:

1. Суглинки (с супесью)
2. Песок
3. Слаборазлагающиеся и разлагающиеся торфы (переходы через реки и заболоченные участки).

В соответствии с проектной (исполнительной) документацией активная защита магистрального газопровода осуществляется 9-ю СКЗ. Для контроля за состоянием электрохимической защиты установлено 127 контрольно-измерительных пунктов [28].

В ходе обследования для обнаружения дефектов изоляционного покрытия участков трубопроводов использовали искатель повреждений.

					Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98



Рисунок 31 – Выявленные дефекты изоляции 2-ой ветки газопровода 214 км – 317 км 2012 года

В результате обследования получены данные о протяженности дефектов изоляции газопровода. Суммарная протяженность участков с дефектами составила 485 метров. Длина наиболее длинного участка с дефектами составила 44 м на 261 км. В среднем длина участков составляет 9,15 метров. Число наибольших участков с дефектами составило 9 зон (более 10 м).



Рисунок 32 – Удельное сопротивление грунтов 2 нитки газопровода 2012 года

Для определения коррозионной опасности для подземных сооружений было проведено определение удельного сопротивления грунта. С 214 км до 234 км газопровод на 2012 год был окружен грунтами с высокой коррозионной агрессивностью. На 239 км наблюдалось присутствие грунтов с очень низкой коррозионной агрессивностью. С 234 км до 290 км

					Анализ коррозионных повреждений изолирующего покрытия магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

наблюдалось снижение коррозионной агрессивности. Но с 290 км до 296 км снова наблюдались грунты с высокой агрессивностью [28].

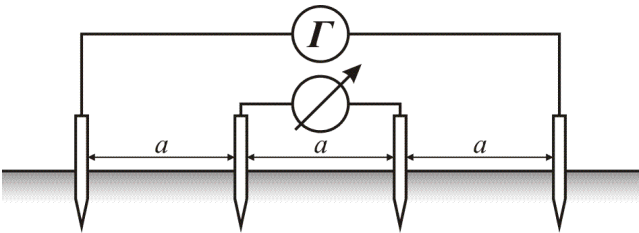


Рисунок 33 – Установка Венера для определения кажущегося удельного сопротивления грунта [33]

Таблица 11 – Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали

Коррозионная активность грунта	УЭС грунта, Ом*м
Низкая	> 50
Средняя	20–50
Высокая	<20

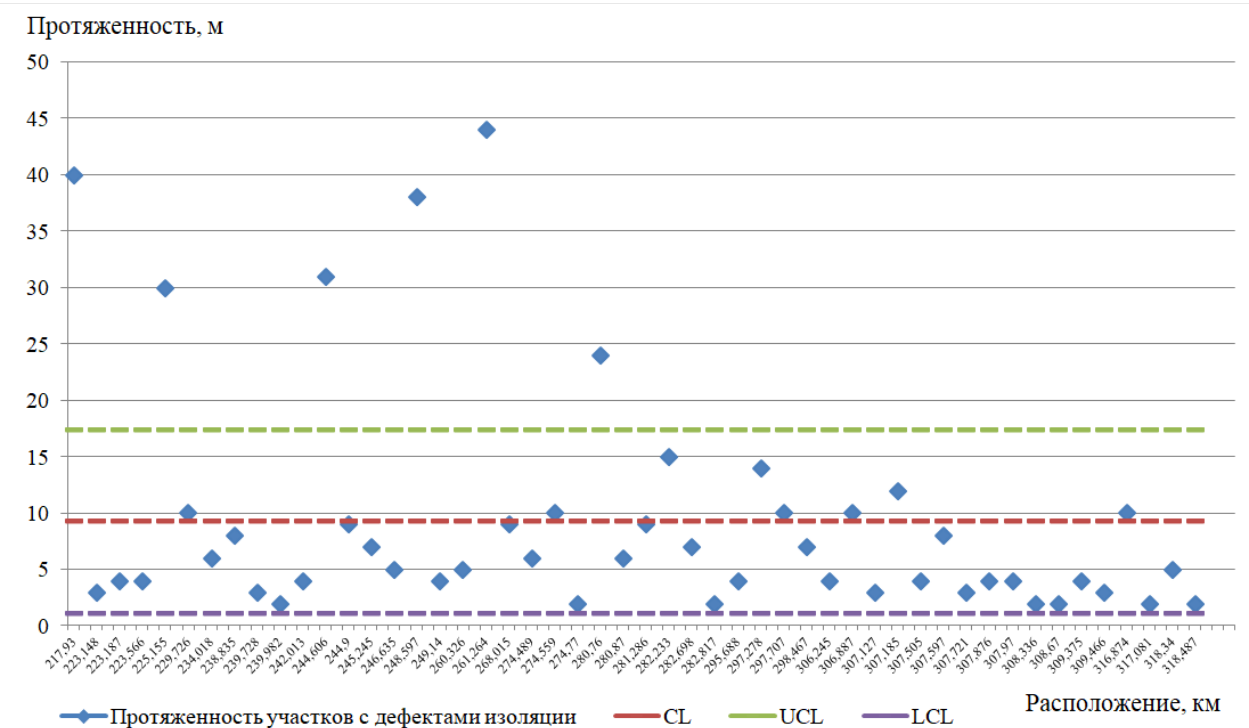


Рисунок 34 – Карты Шухарта для выявленных дефектов изоляции газопровода 2012 года

В ходе работы были использованы Карты Шухарта типа - \bar{X} для количественных данных. Вся выборка была поделена на 5 подгрупп из 10

наблюдений. В качестве центральной линии CL было выбрано среднее арифметическое средних арифметических подгрупп выборки $\bar{\bar{X}}$. А верхние UCL и нижние линии LCL вычислены по формуле соответственно [29]:

$$\bar{\bar{X}} \pm A_3 \bar{s}$$

где $\bar{\bar{X}}$ - это среднее арифметическое средних арифметических подгрупп выборки; A_3 - это коэффициент для вычисления контрольных границ; \bar{s} - это среднее значений выборочных стандартных отклонений подгрупп [29].

Коэффициент для выборки дефектов изоляции равен 0,975, так как в подгруппе выборки по 10 наблюдений (5 подгрупп по 10 наблюдений) [30].

Таблица 12 – Коэффициенты для вычисления контрольных границ

Число наблюдений в подгруппе n	Коэффициенты для вычисления контрольных границ										
	A_1	A_2	A_3	B_3	B_4	B_5	B_6	D_1	D_2	D_3	D_4
2	2,121	1,880	2,659	0,000	3,267	0,000	2,606	0,000	3,686	0,000	3,267
3	1,732	1,023	1,954	0,000	2,568	0,000	2,276	0,000	4,358	0,000	2,574
4	1,500	0,729	1,628	0,000	2,266	0,000	2,088	0,000	4,696	0,000	2,282
5	1,342	0,577	1,427	0,000	2,089	0,000	1,964	0,000	4,918	0,000	2,114
6	1,225	0,483	1,287	0,030	1,970	0,029	1,874	0,000	5,078	0,000	2,004
7	1,134	0,419	1,182	0,118	1,882	0,113	1,806	0,204	5,204	0,076	1,924
8	1,061	0,373	1,099	0,185	1,815	0,179	1,751	0,388	5,306	0,136	1,864
9	1,000	0,337	1,032	0,239	1,761	0,232	1,707	0,547	5,393	0,184	1,816
10	0,949	0,308	0,975	0,284	1,716	0,276	1,669	0,687	5,469	0,223	1,777

В результате были вычленены 6 аномальных точек выходящие за UCL верхнюю границу, которые были удалены из выборки для большей достоверности. Такие же меры были проведены для выборки удельных сопротивлений грунта газопровода с такой же размерностью (найдено 6 аномальных точек).

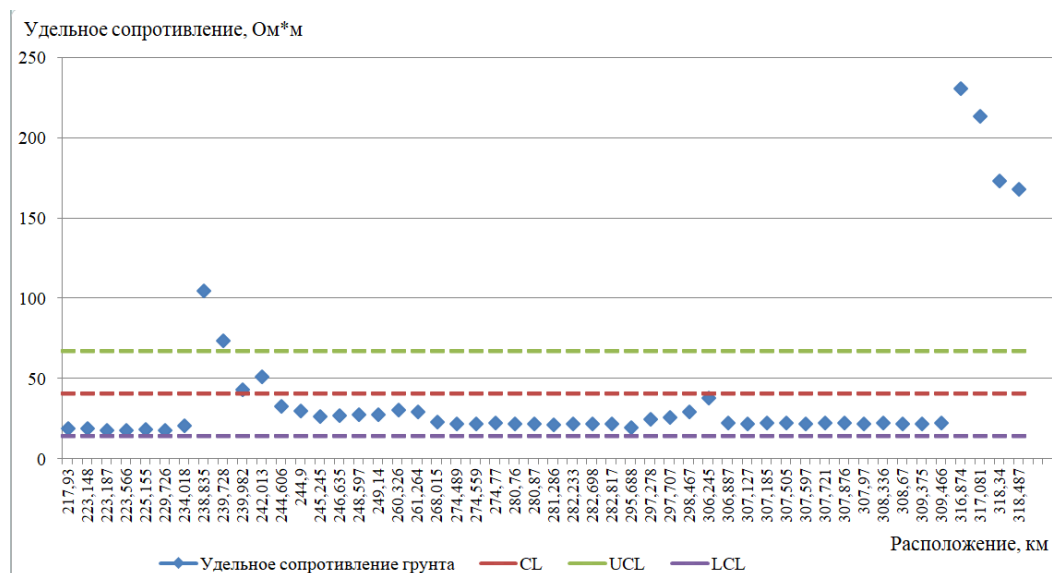


Рисунок 35 – Карты Шухарта для удельного сопротивления грунта газопровода 2012 года

Основываясь на полученных выборках, была проведена аппроксимация данных: полиномиальная и линейная. Полиномиальные тренды этих параметров, в целом, находятся в противофазе. Что свидетельствует о снижении количества дефектов изоляции при росте удельного сопротивления грунта и наоборот [30].

4.2 Магистральный газопровод 2 нитка 0 км - 317 км 2015

В 2015 году были проведены работы по комплексному периодическому коррозионному обследованию магистрального газопровода 2 нитка участка 0-317 км (протяженность 317 км). Работы выполнялись в 2015 году [28].

Пассивная защита газопровода от почвенной коррозии выполнена пленочным покрытием (нормальный и усиленный тип, 2 слоя).

На пути своего следования трасса газопровода пересекает 23 автодороги различных категорий: на 45,996 - 46,007 км; на 63,091 – 64,002 км; на 105,633 – 105,643 км; на 113,114 – 113,120 км; на 117,426 – 117,432 км; на 136,162 – 136,168 км; на 143,325 – 143,335 км; на 156,028 – 156,034 км; на 163,717 – 163,725 км; на 168,227 – 168,237 км; на 172,192 – 172,202 км; на 179,710 – 179,720 км; на 185,394 – 185,404 км; на 202,061 – 202,071 км; на 208,430 – 208,436 км [28].



Рисунок 37 – Выявленные дефекты изоляции 2-ой ветки газопровода 0 км – 317 км 2015 года

В результате обследования 2015 года получены данные о протяженности дефектов изоляции газопровода. Суммарная протяженность участков с дефектами составила 47 метров на протяжении 317 км. Длина наиболее длинного участка с дефектами составила 44 м на 261 км. В среднем длина участков составляет 8 метров. Число наибольших участков с дефектами составило 7 зон (более 3 метров включительно) [29].



Рисунок 38 – Удельное сопротивление грунтов 2 нитки газопровода 2015 года

Почти на всем протяжении газопровода отсутствуют грунты с высокой коррозионной агрессивностью. За три года агрессивность грунтов заметно снизилось, все это благодаря замене земли, смешиванию грунтов с низкоагрессивными и падению влажности грунта [28].

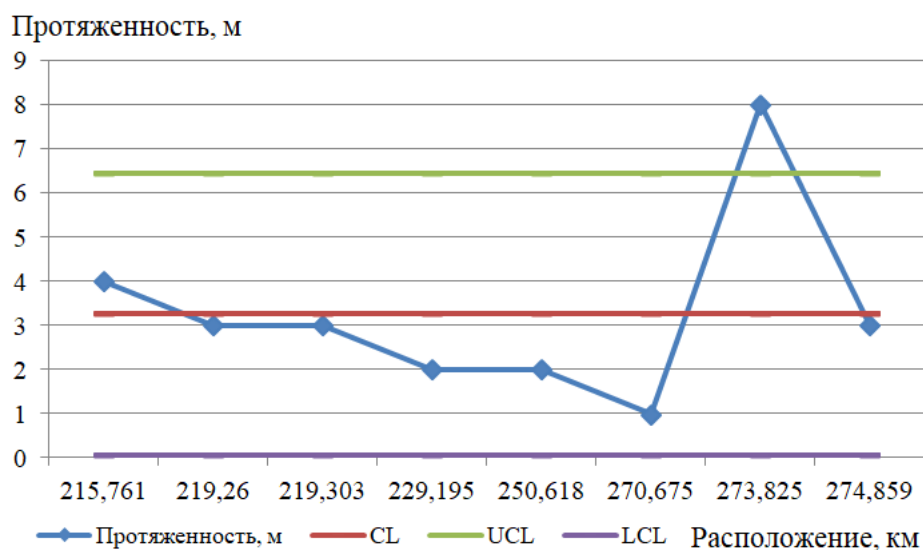


Рисунок 39. – Карты Шухарта для выявленных дефектов изоляции газопровода 2015 года

Для газопровода 2015 года также были использованы Карты Шухарта типа - \bar{X} для количественных данных. Были проведены расчеты в той же последовательности, но при учете другой размерности выборок (по 4 наблюдений на 2 подгруппы). Коэффициент для вычисления контрольных границ равен 1, 628 [29].

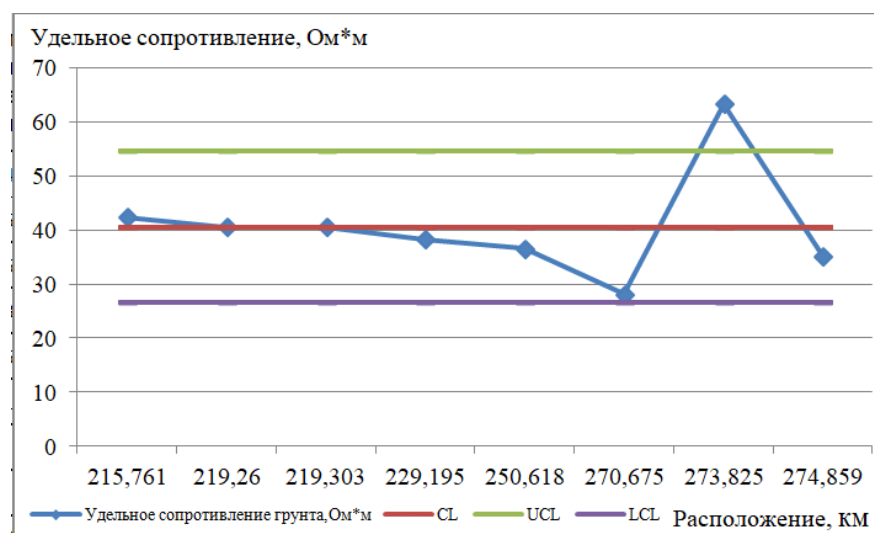


Рисунок 40 – Карты Шухарта для удельного сопротивления грунта газопровода 2015 года

В результате анализа найдена одна аномальная точка для каждой выборки (Выявленные дефекты изоляции и удельное сопротивление грунта). В последующем они были убраны из выборок.

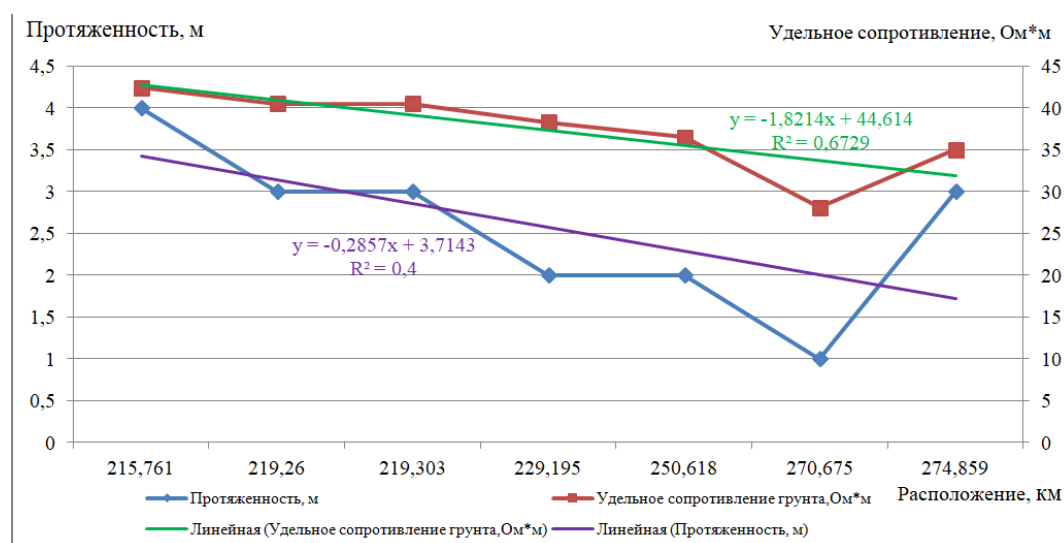


Рисунок 41 – Выявленные дефекты изоляции и удельное сопротивление грунтов 2-ой ветки газопровода 0 км – 317 км 2015 года

С целью обработки полученных данных была проведена линейная аппроксимация данных. В этом случае видно, что количество и протяженность дефектов падает синхронно на протяжении трубопровода с удельным сопротивлением грунтов. В целом количество дефектов изоляции стало значительно меньше относительно прошлых лет. Синхронное падение количества и протяженности дефектов с удельным сопротивлением

объясняется снижением защиты газопровода установками катодной защиты в некоторых участках со средней и низкой агрессивностью грунта.

4.3. Глубина коррозионных дефектов газопроводов

В ходе комплексного обследования газопровода в 2002 году имевшего срок эксплуатации в 25 лет были получены данные о глубине коррозионных дефектов (принят в эксплуатацию в 1977 году). Также такие обследования проводили на второй ветке этого же газопровода 2012 году и в 2015 году (принят в эксплуатацию в 1997 году). Согласно данным была построена зависимость средней глубины язв от срока эксплуатации трубопровода.

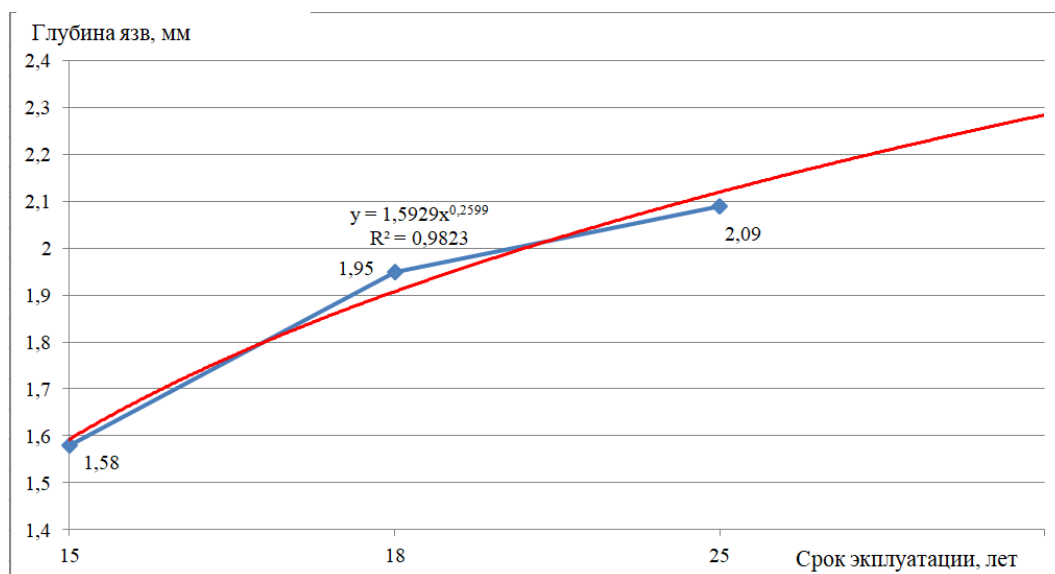


Рисунок 42 – Глубина коррозионных язв газопроводов на суглинках

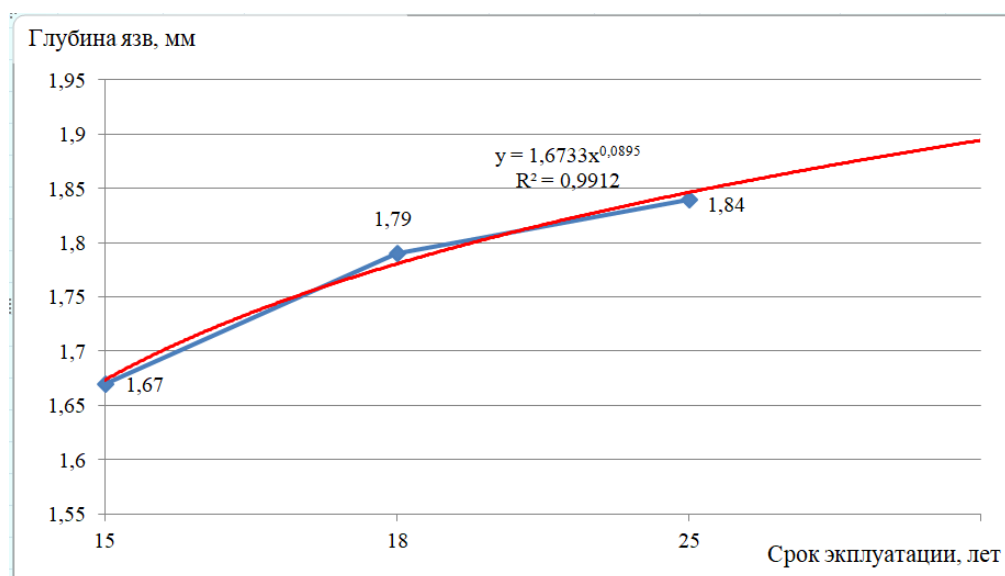


Рисунок 43 – Глубина коррозионных язв газопроводов на супесях

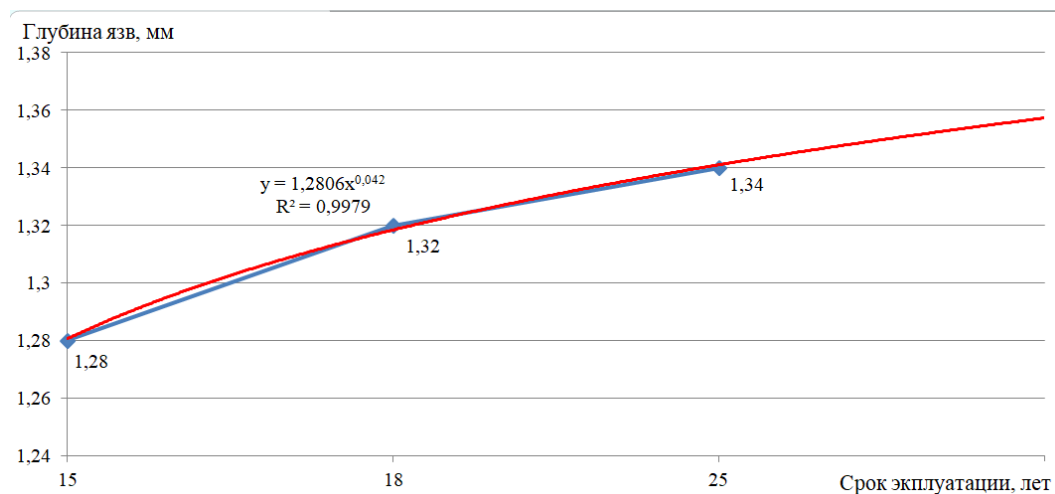


Рисунок 44 – Глубина коррозионных язв газопроводов на песках

Выявлено, что с увеличением срока службы глубина язв трубопровода увеличивается (по степенному закону). Предполагается, что у газопровода эксплуатируемого на протяжении 28 лет глубина язв будет равна 3,8 мм на суглинках. На супесях глубина язв, предполагается, что будет равно 2,26 мм. А на песках будет 1,47 мм. По графикам видно, что подземные трубопроводы на супесях и на песках подвержены коррозии в меньшей степени, чем на суглинках [30].

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

При транспортировке нефти и газа особое внимание следует уделять целостности трубопровода. При разрыве трубопровода причиняется огромный ущерб окружающей среде и материальным потерям на ликвидацию аварии. В данном разделе представлена смета затрат на ликвидацию аварии. Основные затраты разделяют на материальные, затраты на оплату труда, то есть заработная плата, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы.

В данном разделе также рассматривается готовность проекта к коммерциализации. Составлен календарный план выполнения проекта и составлен SWOT – анализ данного проекта.

5.1. Оценка готовности проекта к коммерциализации

Научная разработка оценивается степенью ее готовности к коммерциализации, и выяснить уровень собственных знаний для проведения данного проекта. Для этого необходимо заполнить таблицу 13, содержащую степень проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика проекта.

					<i>Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров К.И.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарибин А.Г.					109	159
Консульт.		Романюк В.Б.				НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

**Таблица 13 – Оценка степени готовности научного проекта к
коммерциализации.**

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического за-дела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации на-учной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	41	45

Оценка готовности данного проекта к коммерциализации определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (1.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 41, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

5.2. Календарный план проекта

В рамках планировании проекта был построен календарный и сетевой график проекта (таблицы 14 и 15).

Таблица 14 – Сетевой график проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	2	14.12.18	16.12.19	специалист ведущий специалист
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	3	17.12.18	20.12.19	специалист ведущий специалист
3	Литературный обзор	35	21.12.18	28.01.19	специалист
4	Экспериментальная часть	56	29.01.18	24.03.19	специалист ведущий специалист
5	Результаты и обсуждения	34	25.03.18	27.04.19	специалист ведущий специалист
6	Оформление пояснительной записки	28	28.04.18	25.05.19	специалист
Итого		158			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 15 – Календарный план-график написание диссертации

Вид работ	Исполнители	Т _к , рабочие дни	Продолжительность выполнения работы																	
			декабрь			январь			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выдача задание диплома	Магистр, Руководитель	2																		
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Магистр, Руководитель	3																		
Литературный обзор	Магистр	35																		
Экспериментальная часть	Магистр, Руководитель	56																		
Результаты и обсуждения	Магистр, Руководитель	34																		
Оформление пояснительной записки	Магистр, Руководитель	28																		
	Магистр																			
	Руководитель																			

5.3. SWOT-анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта и указывает на сильные и слабые стороны данного проекта.

Таблица 16 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность анализа сложных систем	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл2. Нет некоторых данных для достоверности методики
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	1. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования
Угрозы: У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства.	1. Повышение квалификации кадров.

5.4. Затраты на проведение аварийно-восстановительных работ

Таблица 17 – Нормативная база сметных расчетов в области налогообложения [1]

№ п/п	Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник	Методические указания
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6	Методы начисления амортизации: линейный и нелинейный.
2	Повышающий коэффициент к амортизации	Перечень имущества	№144-ФЗ от 23.05.2016 г. п.1 ст.2	
3	Класс основных средств	Общероссийский классификатор основных средств (ОКОФ)	Постановление правительства РФ от 07.07.2016 г. ; N 281-ФЗ	
4	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ	База исчисления – фонд оплаты труда Предельный размер фонда оплаты труда облагаемый страховыми взносами в 2017 г.: ФСС- 755 тыс. руб.; ПФ- 876 тыс. руб.
5	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	В 2018 году и в плановом периоде 2019 и 2020 годов сохраняются 32 класса профессионального риска, размеры и диапазон страховых тарифов от 0,2 до 8,5%.	N 125-ФЗ	
6	Коэффициент-дефлятор	2017 г. - 1,425; 2016 г. -1,329	Приказ Минэкономразвития России	Применяется для дооценки основных и оборотных средств организации.
7	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях
№ п/п	Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник	Методические указания
8	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Помимо затрат на материал, необходимо рассчитать затраты на топливо для используемой техники:

- экскаватор «DOOSAN-340» 1ед. – расход 25 л/час, время работы 45 часов;
- бульдозер «Shantui-SD16» 1ед. – расход 18 л/час, время работы 36 часов;
- бульдозер «Kamatsu-155» 1ед. – расход 32,7 л/час, время работы 42 часа;
- автобус вахтовый «УРАЛ-3255» 1ед. – расход 35,8 л/100км, про- бег 1450км;
- автобус вахтовый «УРАЛ-3255» 1ед. – расход 35,8 л/100км, про- бег 800км;
- тягач «КЗКТ» 1ед. – расход 188 л/100км, пробег 550км;
- К-703 Сварочный пост 1ед. – расход 22 л/час, время работы 108 часов;
- Самосвал «Татра-815» 1ед. – расход 36 л/100км, пробег 740км;
- УМП-350 «УРАЛ-4320» 1ед. – расход 47 л/100км, работа установки 50л/час (смесь 35дт/15бен) – пробег 450км, работа установки 36 часов;
- УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед. – расход 20 л/100км, пробег 1250км.
- Баржа трубоукладчик 300000 руб./час, время работы 40 часов, затраты 12000000 рублей.

Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Стоимость горюче-смазочный материалов

Наименование, марка техники	Норма расхода, л/ч, л/100км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, тыс. руб.
	АИ-92	Дизтоп ливо	АИ-92	Дизтоп ливо		
Экскаватор «DOOSAN-340»		25		1125	36,5	41
Бульдозер «Shantui-SD16»		18		648	36,5	24
Автобус вахтовый «УРАЛ-6522»		35,8		519,1	36,5	19
Тягач «КЗКТ»		188		1034	36,5	38
К-703 Сварочный пост		22		2376	36,5	87
Самосвал «Татра-815»		36		266,4	36,5	10
УМП-350 «УРАЛ-4320»	15	47/35	540	211,5/1260	32/36,5	71
УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед.	20		250		32	8
ИТОГО						298

5.5. Расчёт амортизационных отчислений

Таблица 19 – Амортизационные отчисления

Наименование, марка техники	Количество	Время работы, час		Норма амортизации, час	Сумма амортизации, тыс. руб
		Одного объекта	Всего		
Экскаватор «DOOSAN-340»	1	45	45	72,30	3
Автобус вахтовый «УРАЛ-6522»	1	144	144	9,20	2
Тягач «КЗКТ»	1	50	50	25,90	1
К-703 Сварочный пост	1	108	108	45,70	5
Сварочный выпрямитель для подводной сварки и резки ВД— 309 П.	2	108	108	48,0	5
Самосвал «Татра-815»	1	108	108	84,70	9
УМП-350 «УРАЛ-4320»	1	50	50	12,25	0,6
УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед.	1	144	144	2,64	0,4
ИТОГО					26

5.6. Расчет затрат на основные и вспомогательные материалы

Таблица 20 – Определение затрат на основные и вспомогательные материалы

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
Основные материалы				
Труба стальная диаметр 1420мм	м	1	70 310	70
Баллон с воздухом	шт	10	44 519	445
Грунтовка «Транскор Газ»	т	1	33535,87	34
Мастика «Транскор Газ»	т	1	19877,63	20
Стеклосетка ССТ-Б	м	150	12,37	2
Итого затраты на основные материалы				578
Вспомогательные материалы				
Электроды	шт	50	96,85	5
Шлифовальный круг	шт	15	857	13
Термоусаживающаяся манжета	1 стык	2	6672,3	13
Песок	т	5	6500	33
Итого затраты на вспомогательные материалы				64
Итого				642

5.6.1. Фонд оплаты труда специалистов

Таблица 21 – Затраты на оплату труда руководителей

Наименование	Оклад за месяц, руб.	Районный коэффициент 40%, руб.	Общий фонд ЗП, тыс. руб.
Начальник участка	32 535,0	13014,0	46
Мастер	27 401,2	10960,48	38
Итого			84

Затраты на оплату труда рабочих (таблица 22)

Таблица 22 – Затраты на оплату труда рабочих

Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Районный коэффициент 40%, руб.	ЗП с учётом надбавок, тыс. руб.
Линейный трубопроводчик	3	5	221,68	144	38306,3	134
Линейный трубопроводчик	6	3	190,00	144	65664	230
Монтёр ЭХЗ	2	5	205,85	144	23713,92	83
Эл.монтёр	1	4	190,00	144	10944	38
Водитель	3	5	187,68	108	24323,3	85
Водитель	1	6	237,52	50	4750,4	17
Машинист экскаватора	2	5	237,52	52	9880,83	35
Машинист бульдозера	2	5	221,68	48	8512,51	30
Эл.газосварщик	1	5	237,52	144	13681,15	48
Эл.газосварщик	4	6	253,35	144	58371,84	204
Стропальщик	1	-	170	144	9792	34
Дефектоскопист	1	4	162	144	9331,2	33
Крановщик	2	6	237,52	128	12161,02	74
ИТОГО						1045

Страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев:

$$(1045+84) \cdot 30\% = 338,7 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утверждённых в установленном порядке норм амортизации,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

$$(1045+84) \cdot 2\% = 22,58 \text{ тыс. руб.}$$

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Таблица 23 – Общие затраты на мероприятие

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	Структура затрат, %
Затраты на оплату труда	1129	7,8
Отчисления на социальные нужды	338,7	2,3
Материалы	642	4,4
Амортизационные отчисления	26	0,2
Расходы на эксплуатацию машин и оборудования	12298	85
Прочие затраты	22,58	0,3
Всего затраты на мероприятие	14470,28	100

Общие затраты на мероприятие

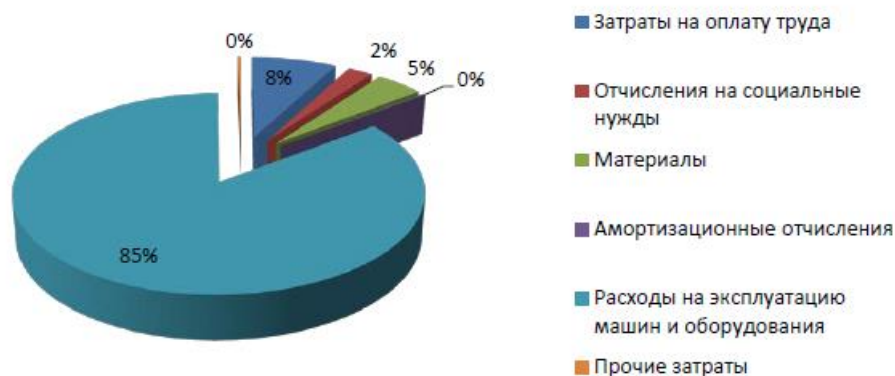


Рисунок 45 – Диаграмма общих затрат на мероприятие

В данном разделе была рассмотрена оценка готовности проекта к коммерциализации, которая показала, что данный проект является средним по перспективе, а знания разработчика достаточны для ее коммерциализации.

Был представлен календарный план разработки данного проекта, как магистра, так и его руководителя. Представлен SWOT - анализ, где были указаны сильные и слабые стороны проекта и возможные угрозы к коммерциализации проекта.

Был проведен расчет затрат на проведение мероприятий капитального ремонта магистрального газопровода, в связи с нарушениями коррозионными дефектами. Вместе с этим рассчитали затраты на технику и топлива, амортизационные отчисления, затраты на материалы и затраты на оплату труда специалистов.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что на проведение мероприятия капитального ремонта магистрального трубопровода, в связи с нарушениями коррозионными дефектами потребуется 14470,28 тысяч рублей. Наибольший удельный вес (85%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают расходы на эксплуатацию машин и оборудование.

5. Социальная ответственность

Выпускная квалификационная работа посвящена изучению влияния дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов. Магистральные трубопроводы являются составной частью мировой системы транспортировки газообразных продуктов. С месторождений газ поступает через газосборный пункт по промысловому коллектору на установку подготовки газа, где производится осушка газа, очистка от механических примесей, углекислого газа и сероводорода. Далее газ поступает на головную компрессорную станцию, а затем – в магистральный газопровод. Целью данных магистральных трубопроводов является бесперебойная транспортировка продукта в потребляемую часть.

В данном разделе проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации магистральных газопроводов. Рассмотрены вопросы по обеспечению экологической безопасности, промышленной безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

При проведении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Петров К.И.			Социальная ответственность		
Руковод.		Зарцдин А.Г.					
Консульт.		Черемискина М.С.					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит. Лист Листов		
						122	159
						НИ ТПУ зр.2БМ81	

Магистральные газопроводы являются объектами, чертой которой является большая протяженность. К примеру, газопроводы «Газпрома» имеют протяжённость – 172,6 тысяч километров и большая их часть проходит по различным климатическим зонам и различным грунтам. Большая часть газопроводов проходит по слабообжитой, труднодоступной местности. В целом для большинства районов характерны: продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето.

5.3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентирует Трудовой Кодекс РФ. Конкретно для рассматриваемых работников эксплуатирующей организации магистрального трубопровода, регулировка основной их трудовой деятельности в большинстве своем производится на основе Статьи 297 ТК РФ «Общие положения о работе вахтовым методом» [20] и Федеральным законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов [21]: .

Так как работы, связанные с обслуживанием и ремонтом магистральных трубопроводов, проводятся в отдаленных и труднодоступных местах работники привлекаются к вахтовому методу работы. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. (в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ). Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в

					Социальная ответственность	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях. Продолжительность вахты, согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, не должна превышать одного месяца. В отдельных случаях на определенных объектах вахта может быть увеличена до трех месяцев при согласовании с профсоюзом (ст. 299 ТК РФ № 197-ФЗ от 30.12.2001).

Трудовым кодексом предусмотрены определенные гарантии вахтовикам (ст. 302 ТК РФ № 197-ФЗ от 30.12.2001):

- Надбавка за вахту за каждый день пребывания на объекте;
- «Северные» надбавки и льготы (в том же порядке, как и для местных жителей районов Крайнего Севера и территорий, приравненных к ним) – районный коэффициент и надбавки за стаж работы.
- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск для лиц, работающих в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, и для лиц, работающих в приравненных к районам крайнего севера территориях – 16 календарных дней.

6.3.1. Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Диагностика газопроводов проводится в трассовых условиях, а анализ полученных данных магистрального газопровода осуществляется в учебно-исследовательской лаборатории в здании корпоративного института «Газпром трансгаз Томск».

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [66] по затрате энергии организмом человека, работа в лаборатории относится к категории Ib, характеризующаяся легкой физической нагрузкой, не требующей поднятия и переноса тяжестей. Данная работа производится в основном в сидячем положении, стоя или связана с ходьбой.

С целью безопасности для работников, общества и окружающей среды необходимо разработать комплекс мероприятий организационного и

					Социальная ответственность	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технического характера, сокращающие не благоприятные последствия данной деятельности с учетом специфики.

Из чего следует ряд особенностей для эргономики рабочей зоны:

– Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

– Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

5.4. Производственная безопасность

Выполнение работ на трассах магистрального газопровода сопровождается вредными и опасными факторами согласно [20], приведенными в таблице 24.

Таблица 24 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (Гост 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изгото- вление	Эксплуа- тация	
1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [23]; ГОСТ 12.1.005-88 [24]; ГОСТ 12.1.003-2014 [25]; ГОСТ 12.2.003-91 [26]; ГОСТ 12.1.007-76 [27].
2. Повышенный уровень шума.	+	+	+	
3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	-	-	+	
4. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.	+	+	+	
5. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.	-	-	+	

5.5. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Обслуживание магистрального газопровода является работой повышенной опасности, при эксплуатации которой возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при обслуживании магистрального газопровода. А также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

6.5.1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления [25]. При выполнении работ оборудования размещено на открытых площадках. Обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30°C до плюс 40°C.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить такие травмы как перегревание организма (гипертермия) или солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом.

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Также, работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить такие травмы как переохлаждение организма (гипотермия) или обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка).

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года. Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры.

Также, организацией предусматривается защита от укусов различных насекомых. Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противознцефалитные костюмы.

6.5.2. Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему. Уровень шума ниже 80 дБА обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 85 дБА в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83 [28], приводит к постоянному повышению порога слуха, к

					Социальная ответственность	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повышению кровяного давления. Источники шума: это технологический процесс, работа оборудования, работа техники.

Основные методы борьбы с шумом при выполнении работ на магистральном газопроводе [30]:

- Снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств); снижение шума на пути распространения звука;
- Средства индивидуальной защиты (СИЗ):
- Наушники;
- Использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
- Соблюдение режима труда и отдыха.

При выполнении указанных мероприятий уровни звукового давления соответствуют допустимым.

6.5.3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК 300 мг/м³.

Природные горючие газы по токсикологической характеристике относятся к веществам 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007 [29]. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-

					Социальная ответственность	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

6.5.4. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

В полевых условиях возможность получения механических травм очень высока. Механические опасности представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты. Движущие механизмы могут причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса.

Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности. Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ [30].

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно-гигиенических норм.

В составе магистрального газопровода нет как таковых движущихся элементов, однако в процессе диагностики трубопровода дефектоскопом подобные элементы присутствуют в значительной мере. Поэтому движущиеся части ремонтно-строительного оборудования нужные для запуска дефектоскопа и являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены, расположены и использованы

					Социальная ответственность	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

так, чтобы минимизировать возможность прикасания к ним рабочего или вероятность травмирования.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [1].

6.5.5. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

В процессе обслуживания газопровода возникают различные неисправности, являющиеся причиной утечек газа. Чаще всего утечки наблюдаются из резьбовых соединений при плохом качестве их сборки, недостаточном или ослабленном креплении газопровода, или же дополнительной механической нагрузке на газопровод.

Бывают утечки из сварных соединений и продольного шва труб. Как правило, герметичность шва трубы нарушается при неправильной гибке трубы и плохой монтажной подгонке.

Утечки газа происходят также из-за коррозионных раковин. Причиной коррозии газопровода могут быть отсутствие или недостаточная окраска, попадание на газопровод воды и различных жидкостей.

К наиболее вредным и опасным веществам можно отнести природный газ, метанол, одорант, газоконденсат, ведь данные вещества взрывоопасны.

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков при выполнении технологических процессов (работа с ручным электроинструментом с образованием искр, работа с пескоструйным инструментом, различные слесарные работы).

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов там, где имеется вредность (используются респираторы при газовой резке металла, работы с лакокрасочными материалами, использование противогазов, при проведении газоопасных работ). Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

					Социальная ответственность	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.6. Экологическая безопасность

Большое значение с точки зрения охраны природы имеет формирование антропогенного ландшафта в процессе строительства трубопровода. Это имеет прямое отношение к функциональному развитию биogeоценозов конкретного вида, естественной миграции животных, эволюционному развитию гидрогеологических, климатологических и других естественных процессов.

Источниками комплексного воздействия на окружающую среду являются строительство и эксплуатация.

При выполнении работ на линейной части газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СП 48.13330.2011 Организация строительства, СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы, ВСН 012-88/Миннефтегазстрой Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, и другими нормативными документами.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- Оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- Заключение договора со специализированными организациями на сдачу отходов, сточных вод, образующихся в процессе производства работ;
- Оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

Необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий на природную среду:

					Социальная ответственность	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при производстве изоляционных работ;
- Образование и размещение отходов.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- Минимально необходимые размеры котлована;
- Своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- Запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- Применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- Выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

6.6.1. Защита атмосферы

Загрязнение атмосферного воздуха в период работ происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным. К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- Осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- Для уменьшения выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта необходимо в период обеспечить контроль топливной

					Социальная ответственность	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;

– Допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер. Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ. Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю. По окончании работ должна быть проведена рекультивация нарушенных земель. При невозможности восстановления коренной растительности необходимо создать ее искусственные формы посевом быстрорастущих видов трав с развитой корневой системой.

Природовосстановительные работы считаются завершенными, если отсутствуют:

- Участки с невозстановленным растительным покровом;
- Места, загрязненные горюче-смазочными материалами, строительными и бытовыми отходами;
- Места разрушения естественного ландшафта.

Все образовавшиеся отходы производства, при выполнении работ (огарки сварочных электродов, окалину, абразивный материал, ТБО, снятую гидроизоляцию труб, загрязненную ветошь, промывочные растворы, остатки композиционных материалов и упаковки) собрать и разместить в контейнеры для временного хранения и дальнейшей утилизации.

6.6.2. Защита гидросферы

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество очистительных процедур.

					Социальная ответственность	Лист
						133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повышение эффективности действующих очистных сооружений и внедрение новых технологий очистки стоков позволяет обеспечить нормативное качество очистки сточных вод.

Основные источники загрязнения рек и водоемов транспортируемым продуктом при транспортировке его по магистральным трубопроводам аварийные утечки при отказах подводных переходов. Наиболее распространенные причины аварии подводных трубопроводов: деформации вследствие потери устойчивости, механических ударов, резонансовые явления на размытых участках переходов, нарушения гидроизоляционного покрытия и коррозия [38].

В результате загрязнения воды изменяются ее физические, химические и органолептические свойства, ухудшаются условия обитания в воде организмов и растительности, затрудняются все виды водопользования.

По степени загрязненности воды и ожидаемым последствиям различают четыре категории загрязнения. Влияние транспортируемого продукта на водоем проявляется в ухудшении физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха), отравлении воды токсическими веществами, образовании поверхностной пленки и осадка на дне водоема, понижающей содержание кислорода [38].

В настоящее время методы очистки воды подразделяются на:

- Механический метод. Сущность механического метода состоит в том, что нефть удаляется из воды путем её отстаивания и фильтрации с последующим её улавливанием специальными устройствами - нефтеловушками, бензомаслоуловителями, отстойниками или вручную.
- Химический метод, он заключается в том, что в воду добавляют различные химические реагенты, которые вступают в реакцию с нефтью и осаждают её в виде нерастворимых осадков.
- Физико-химический метод. При физико-химическом методе очистки воды от нефти из воды удаляются тонко дисперсные и растворенные примеси и разрушаются органические и плохо окисляемые вещества нефти.

					Социальная ответственность	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.6.3. Защита литосферы

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры [38]. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втрое: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

Для предотвращения воздействия на литосферу, используют технологические решения:

- Применение конструктивных решений свайных опор;
- Использование тепловой изоляции;
- Применение сезонных охлаждающих устройств;
- Сезонную откачку воды и подсыпку, растеплённого грунта.

6.6.4. Отходы производства

Обращение с отходами производства и потребления связано со значительными рисками причинения вреда окружающей среде.

В процессе эксплуатации газопровода будут иметь место промышленные отходы в виде золы и шлаков, нефтешлама.

Отходы производства подлежат сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению, условия и способы которых должны быть безопасными для здоровья населения и среды обитания и которые должны осуществляться в

					Социальная ответственность	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соответствии с санитарными правилами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [39].

Отходы в зависимости от степени негативного воздействия на окружающую среду подразделяются в соответствии с критериями, установленными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим государственное регулирование в области охраны окружающей среды, на пять классов опасности [40]:

- I класс – чрезвычайно опасные отходы;
- II класс – высокоопасные отходы;
- III класс – умеренно опасные отходы;
- IV класс – малоопасные отходы;
- V класс – практически неопасные отходы.

6.7. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При транспортировке углеводородного сырья могут случаться различные чрезвычайные ситуации:

- Пожары;
- Взрывы;
- Утечка сырья;
- Транспортные аварии;
- Инфекционные заболевания людей;
- Природные (наводнения, ураганы, лесные пожары).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера. При взрыве паро-газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

					Социальная ответственность	Лист
						136
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности [35]:

- Перед началом работ проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- Работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- Для обеспечения пожаро-взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спец. обувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

В случае обнаружения подобной ЧС основными для работника являются следующие действия:

- Сообщить о возникновении ЧС в пожарную охрану, поставить в известность руководство и дежурные службы объекта;
- Если существует такая возможность, попытаться локализовать очаг возгорания первичными средствами пожаротушения;
- Оповестить остальных работников об обнаружении пожара;
- Расчистить пути эвакуации;
- Организовать сбор работников в точке эвакуации, при необходимости оказать первую помощь пострадавшим.
- В случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого имеющиеся силы и средства;
- При необходимости отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты);
- Прекратить все работы в здании (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

					Социальная ответственность	Лист
						137
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- Обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;
- Одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;
- Организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- Сообщать подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожаров, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объекте опасных (взрывоопасных), взрывчатых, сильнодействующих ядовитых веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.

6.8. Вывод

В данном разделе рассматривается рабочее место при проведении работ на магистральном газопроводе. Также рассмотрены вопросы по охране окружающей среды и все необходимые защитные мероприятия, направленные на уменьшение вредного воздействия на среду. На сегодняшний день нефтегазовые организации все больше внимания уделяют на охрану труда и производственную безопасность своих сотрудников, обеспечивая соответствующими надбавками к заработной плате и необходимыми средствами индивидуальной защиты, а также своевременно проводятся инструкции по безопасности. Степень риска производственного травматизма сведена к минимуму.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						138
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

Почвенная коррозия это опасное явление не только для подземных трубопроводов, но и для всех подземных сооружений. Подземные трубопроводы испытывают большое количество негативных воздействий, это высокая влажность грунта, присутствие электролитов, микроорганизмы вызывающие коррозию и так далее. От качества коррозионной защиты напрямую зависит надежность и бесперебойность перекачки магистральных трубопроводов. Поэтому обеспечение пассивной и активной защиты трубопроводов очень важная задача.

В исполнении работы были выполнены следующие задачи:

- Рассмотрен литературный обзор согласно по нормативной технической базе, действующая в области дефектов магистральных газопроводов;
- Определены факторы, влияющие на скорость коррозии трубопроводов;
- Провели математическую модель влияние скорости коррозии на магистральный газопровод;
- Привели рационализаторское предложение и рассчитали технико-экономический эффект (еще в разработке).

В ходе проведения исследования были изучены факторы влияющие на скорость коррозии, мониторинг состояния трубопровода, коррозионные дефекты подземных трубопроводов, влияние свойств грунта на коррозию. Также были проанализированы полученные опытные данные о состоянии изоляции газопровода на протяжении нескольких лет эксплуатации.

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров К.И.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарцдин А.Г.					139	159
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Протяженность дефектов изоляции составило для газопроводов 25 (2002 год обследования), 18 (2015 год обследования) и 15 (2012 год обследования) лет эксплуатации 867 м, 47 м и 485 м соответственно, что показывает насколько лучше защищены современные трубопроводы от коррозии (в 2012 и 2015 годах проведены обследования новой второй ветки построенной в 1997 году старого газопровода построенного в 1977 году). Согласно сделанному прогнозу глубина коррозионных дефектов для 28 летнего трубопровода составит на суглинках 3,8 мм, на супесях 2,3 мм и на песках 1,5 мм.

По оценкам Всемирной Организации Противодействию Коррозии развитые страны ежегодно теряют из-за коррозии триллионы долларов. В частности Россия понесла ущерб в размере 5% от ВВП. Учитывая все это, противодействие коррозии является важнейшей задачей.

					Заключение	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Куликова Е.С. Коррозия магистральных трубопроводов под действием почв и грунтов / Куликова Е.С., Маскаленко С.С. // Материалы 58-й студенческой научно-технической конференции инженерно-строительного института ТОГУ – 2018 – С. 193-196.;
2. ООО «Газпром трансгаз Томск» Сборник конспектов лекций Противокоррозионная защита. Выпуск 1.;
3. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;
4. Maros Halama The effect of defect size and soil aggressivity on corrosion of underground oil & gas pipelines /Maros Halama, Emily Haluschak, Peter Hanzes, Gabriela Baranova// Corrosion in the Oil & Gas Industry 2019 E3S Web of Conferences 121, 01006 (2019);
5. Chesnokova M.G. Informative indices of the biocorrosion activity for the determination of the character of the aggression ground / Chesnokova M.G., Shalai V.V., Kraus Yu.A., Mironov A.Yu., Blinova E.G.// Hygiene & Sanitation (Russian Journal). 2016; 95(6);
6. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 48 – 98 с.;
7. Никитенко Е.А., Эдельман Я.М. Монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии: учебник для профтехобразования. – Москва.: Недра, 1981. – 256 с.;

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Петров К.И.			Список литературы		
Руковод.		Зарибин А.Г.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					НИ ТПУ зр.2БМ81		

8. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями. Уфимский государственный нефтяной технический университет. Нефтегазовое дело 2003. – 24 с.;
9. Токарева И.В. Мониторинг коррозии нефте- и газопроводов /Токарева И.В., Коннова Г.В.// Наука молодых - будущее России – том 5 – 13-14 декабря 2017 г. – С.195-197.;
- 10.Бырылов И.Ф. Определение прогнозируемой скорости коррозии металлических трубопроводов /И.Ф. Бырылов, Е.А. Шкуракова, В.И. Балакай// Интеграция науки и практики как механизм развития отечественных наукоемких технологий производства: сборник научных статей по материалам IV Всероссийской научно-практической конференции, Каменск-Шахтинский, 12 ноября 2014 г. – Новочеркасск: Лик, 2015. – 214-218 с.;
- 11.ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация (с Поправками).;
- 12.Виноградова С.С. Комплексная оценка коррозионной агрессивности грунтов участка магистрального нефтепровода / С. С. Виноградова, А. А. Зигангирова, И. А. Щербаков// Вестник технологического университета. 2017. Т.20, №18 – С.30 - 34.;
- 13.ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
14. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ПАО «ГАЗПРОМ»;
- 15.Алексеев А.А. Исследование коррозии газопровода в условиях Арктики /А.А. Алексеев, А.М., Большаков, А.С. Сыромятникова// ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ - № 11 ноябрь 2018 – С. 58 - 61.;
- 16.Буклешев Д.О. Прогнозирование возможного диапазона размеров и глубин коррозионных трещин на поверхности магистрального газопровода / Д.О. Буклешев // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ - № 11 ноябрь 2018 – С. 62-68.

					Список литературы	Лист
						142
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

17. Alexander Usupov, Mathematical simulation of the rate of carbon dioxide corrosion at the facilities of Gazprom dobycha Urengoy LLC / Alexander Usupov// Corrosion in the Oil & Gas Industry 2019 E3S Web of Conferences 121, 01019 (2019);
18. NACE SP0106-2006, Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems;
19. ГОСТ Р 51365-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования;
20. СТО Газпром 9.3-011-2011 Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования;
21. Бырылов И.Ф. Прогнозирование скорости коррозии подземных трубопроводов / И.Ф. Бырылов // ИЗВЕСТИЯ ВУЗОВ. СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ РЕГИОН. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ №6. 2011.;
22. СТО Газпром 2-2.3-310-2009 «Организация коррозионных обследований объектов ПАО Газпром. Основные требования»;
23. ВРД 39-1.10-026-2001 «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов»;
24. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Защита от коррозии. Основные положения»;
25. СТО Газпром 9.4-009-2010 «Защита от коррозии. Методика проведения инструментального контроля эффективности работы системы противокоррозионной защиты подземных коммуникаций подземных хранилищ газа»;
26. ВСН 012-88 СТРОИТЕЛЬСТВО МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА И ПРИЕМКА РАБОТ. ЧАСТЬ I;
27. В. Ф. Быков, Результаты электрометрических измерений на газопроводах Парабель–Кузбасс и Омск–Новосибирск–Кузбасс на

					Список литературы	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- участке Кемеровского ЛПУ МГ. Отчет о научно-исследовательской работе – Тюмень: ООО «ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ», 2000;
- 28.С.Н. Максимов, Результаты комплексного периодического обследования Магистрального газопровода Парабель-Кузбасс 2-я нитка 214-317 км Томского ЛПУ МГ Володинской ПП. Технический отчет – Саратов: ООО НПО «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ», 2012;
- 29.ГОСТ Р ИСО 7870-1-2011 «Статистические методы. Контрольные карты. Часть 1. Общие принципы»;
30. ГОСТ Р ИСО 7870-2-2015 «Статистические методы. Контрольные карты. Часть 2. Контрольные карты Шухарта»;
31. ТЕХНО-АС: официальный сайт. – Коломна.1992 – . – URL: <https://www.technoac.ru/product/item/ag-308-10n> (дата обращения: 24.04.2020);
32. ВСН 210-87 «Инструкция по применению комплекса устройств для неразрушающего контроля сплошности изоляционных покрытий заглубленных трубопроводов»;
33. Magnetometry & electrometry. Открытая лаборатория геофизических методов: официальный сайт. – Москва.2013 – . – URL: http://xn--80aaahdigohzn002a2a.xn--p1ai/servises/task_cor.html (дата обращения: 29.04.2020).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Chapter A

Research of the impact of defect size and soil aggression on the corrosion rate of underground gas main pipelines

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Петров Константин Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Зарубин Алексей Геннадьевич	К.Х.Н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП;

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Поздеева Галина Петровна	к.ф.н.		

					Исследование влияния размера дефектов и агрессивности грунтов на скорость коррозии подземных магистральных газопроводов							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Петров К.И.			Приложение А				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Зарцдин А.Г.									145	159
Консульт.		Поздеева Г.В.							НИ ТПУ гр.2БМ81			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

Chapter A. Research of the impact of defect size and soil aggression on the corrosion rate of underground gas main pipelines

A1. Soil corrosion of main pipelines

Pipelines are protected against corrosion by protective coatings and electrochemical protection in all laying methods, except above-ground ones, irrespective of the corrosive aggression of the ground. Protection of pipelines against corrosion must ensure that they operate safely for the entire period of operation.

In the operation of main pipelines and reservoirs, such damage occurs which in its own way affects the reliability and durability of the pipelines. Research carried out by scientific laboratories on the condition of the main pipelines showed that the corrosion intensity of the external surface of the pipelines depends both on the physical condition, soil chemistry and climatic conditions that affect temperature, humidity, chemical and microbiological processes.

The soil is any rock, soil, precipitation and man-made formations considered as complex dynamic systems and as part of the geological environment and studied in connection with human engineering.

Since the soil and soil in its composition contain moisture - soil or ground electrolyte - the corrosion of the main pipelines is by its mechanism an electrochemical form of corrosion.

Electrochemical corrosion is the interaction of metal with a corrosive medium (electrolyte solution), which the ionization of metal atoms and the reduction of the oxidative component of the corrosive medium do not occur in a single act and their velocities depend on the electrode potential. When electrochemical corrosion occurs in the system, moisture must be present in the soil or soil. The groundwater electrolyte is mainly found in pores or voids, so the corrosion of pipelines is strongly influenced by the humidity of the soil.

Underground electrochemical corrosion is the breakdown of the metal due to its interaction with the corrosive environment. It's soil electrolyte solution. The corrosion rate of the metal depends on their properties, porosity, humidity,

					Приложение А	Лист
						146
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

mineralization of groundwater, air permeability, specific electrical resistance and temperature of the medium.

Electrochemical corrosion is accompanied by an electrical current leakage. The following types of electrochemical corrosion are characteristic of underground structures laid directly in the soil or ground:

- Underground corrosion caused by electrochemical vapours occurring on a metal in contact with a corrosive environment acting as an electrolyte.
- Biocorrosion is caused by the life of micro-organisms affecting the metal of the pipeline.
- Underground electrocorrosion means the corrosion of a metal underground structure, in particular of trunk pipelines, caused by the penetration of leakage currents from the rails of electrified transport or other industrial electrical installations; generally, there are two varieties: roasting current corrosion and external current corrosion.

A2. Monitoring of corrosion for oil and gas pipelines

Pipeline transport is one of the most efficient means of transporting petroleum products and natural gas. These resources are extremely valuable and their loss in transportation is highly undesirable. In most cases, losses of raw materials are caused by divide pipelines. Corrosive damages are reasons for breaks pipelines. Effects by destruction oil and gas pipelines can be dangerous for environment. However, deterioration of pipelines can be prevented by monitoring corrosion.

Pipeline corrosion monitoring is a pipeline monitoring system that also measures the corrosion rate and evaluates the electrochemical and mechanical effects on the pipeline walls. Methods for monitoring corrosion of pipelines are divided into four main groups:

- Diagnostic - determination of corrosive deterioration of pipe metal by diagnostic surveys;

					Приложение А	Лист
						147
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Corrosion rate measurement methods based on sensor readings in the transportable environment;
- Analysis of the technological and physico-chemical parameters of the transported raw material, which characterize its corrosive activity, and the changes in these characteristics over time;
- Assessment of equipment breakdown statistics with a view to identifying sites with the greatest possible risk of accidents and the most significant factors influencing pipeline breakdowns.

There are three main methods for measuring corrosion [6]:

1. Gravimetry. The essence of this method is to find the mass lost by the metallic sample while in the test environment. Simply put, that's how many grams of metal per cubic meter of sample will be lost in an hour.
2. LPR are probes that operate using the linear polarization drag (LPR) method. They are most commonly used where no instantaneous corrosion rate is required. Such a probe is well suited for monitoring the variation in corrosion rates occurring in the system. The principle of action is based on measuring the current resistance between electrodes. There are two types of LPR probes: the plug and the integral type. These probes can be both two-electrode and three-electrode.
3. ER are electrical resistance probes. They are mainly used in the petrochemical industry, where corrosion is constantly monitored. Corrosion is monitored by such probes without the need to dismantle the probe.

A3. Determination of the predicted corrosion rate of metal piping

The main task of determining the predicted corrosion rate (PCR) is not to take into account the possible disturbance of the insulating coating, but the maximum narrowing (localization) of the search area. PCR is not the actual corrosion rate of the individual ulcer on the external surface of an underground

					Приложение А	Лист
						148
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

metal pipeline due to defects in the insulation coating, but rather some relative characteristic of the ability of the portion of the pipe to corrode at some rate.

In order to find the PCR, we shall concentrate on the following factors that are actively influencing it: air permeability of the soil; specific electrical resistance of the soil; ion composition of the ground electrolyte (salinity). After years of corrosion testing of steel samples in different soils, the relationship was empirically determined [3]:

$$P = \tau^n,$$

P – It is the deepest corrosion-resistant;

N - Dimensionless constant, which depends on soil characteristics and is established by experiment.

A4. The effect of defect size and soil aggressivity on corrosion of underground oil & gas pipelines

Corrosion is in general dangerous phenomenon in today's industrial world. Annual damage, which is attributed to corrosion worldwide, is app. 3% of global GDP. For each gas distribution system operator, corrosion poses a serious threat to the integrity of the assets being operated. Indeed, the value of these assets is generated or maintained only when they are able to fulfill their primary function, which is the safe and reliable distribution of natural gas to final customers. The limited financial resources that operators are able to earmark for reparation of corrosion damage just underline the importance of this problem. Corrosion of buried pipelines due to the failures in isolation is of high importance in oil and gas industry.

In his work, Maros Halama used the polarization resistance measurement technique for relatively accurate and rapid verification of the actual corrosion rate, which also fulfills the nondestructive monitoring criterion.

At first we have checked effect of size of defect on actual corrosion rate in laboratory conditions (see Fig.1). It seems that diameter smaller than 4 mm is characterized mainly by dramatic way of degradation due to the concentration of all reactions in small area and preferable mechanism is pitting.

					Приложение А	Лист
						149
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

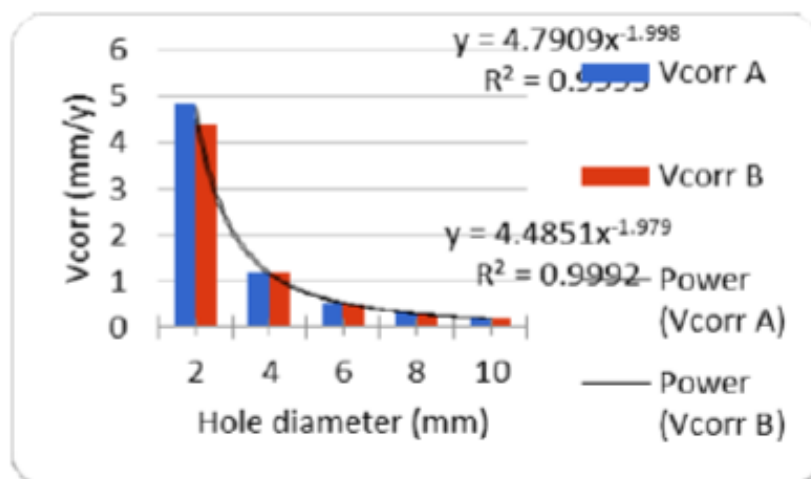


Fig. 1. Actual corrosion rate vs. size of defect on steel pipeline.

When examining the aggressiveness of the surrounding soil on the corrosion rate of the pipeline, measurements were made on the polished surface of the steel grade for gas industry X60. Measurements have shown that this technique can somewhat estimate the behavior of steel after failure in insulation in a given location.

Sensor was used for “in-situ” polarization measurements on pipeline with both ground finished types of soil mixtures with pH 8.8 and 7.9. Due to the double activity of corrosion in soil mixture with pH 8.8 (it has higher conductivity and total dissolved solids) vs. soil mixture with pH 7.7 and difference between fresh iron surface and surface with corrosion products, sensor is able to detect between high activity, middle activity and passivity (see Fig. 2a,b).

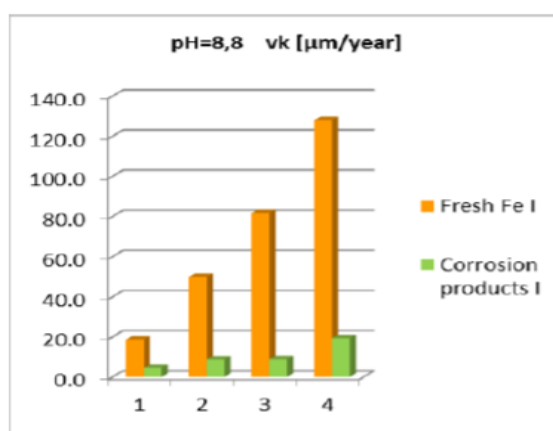


Fig. 2a. In-situ polarization measurements on pipeline by Noninvasive corrosion monitoring technique using sensor in terrain, soil mixture of pH=8.8.

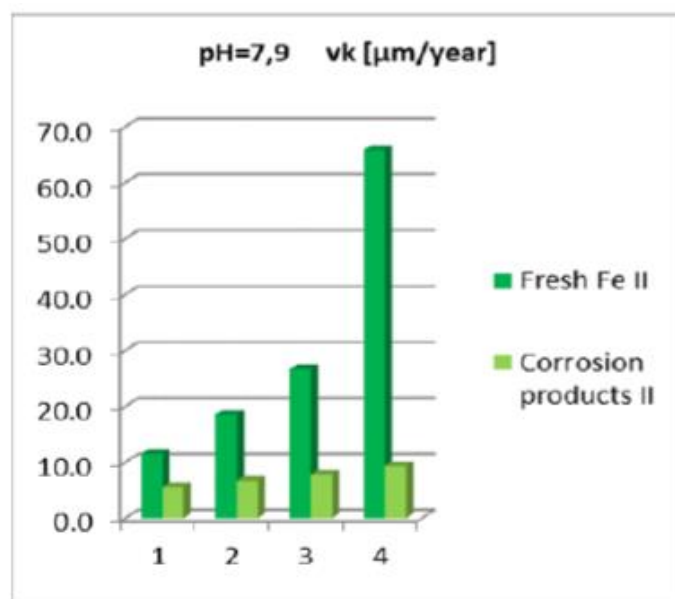


Fig. 2b. In-situ polarisation measurements on pipeline by Noninvasive corrosion monitoring technique using sensor in terrain, soil mixture of pH=7.9.

Based on the experience of more than 300 measurements in laboratory conditions and field measurements, a traffic light alarm was set for the values\ of the actual corrosion rates detected on the ground surface of the pipeline, which determined the range of values for each level of corrosion - negligible (safe zone), not negligible (slightly dangerous zone) and high corrosive activity (hazardous zone). In a similar way, a traffic light alarm was set also for the values of actual corrosion rates detected for measuring points with corrosion products in soil extracts. From these measurements it is possible to conclude what the role of the protective function of corrosion products depend on soil conditions at studied location. An interesting finding was the measurement in the area of SW country, where there are sites with a very suitable geological composition of the soil, where the lowest corrosion rates were measured at all (around 2.5 $\mu\text{m}\cdot\text{year}^{-1}$). Under such sand bed conditions, the 50-year old pipelines showed no corrosion attack. In the given location, the measurement helped to optimize the extent of the reconstruction, from which the gas pipelines with the reached age criterion were but in excellent technical condition without corrosion. In the case of perforation of a pipeline or a corrosion accident, it is mostly a concentrated local influence of

aggressive components of the environment at which higher corrosion rates are achieved.

This work served for scientific verification of risk assessment model for pipeline networks using alarm criterion. Therefore, for complex evaluation of service-life of pipeline should be taken into account also other properties such as mechanical parameters, fatigue etc.

The current challenge is to ensure a structured data collection from corrosion monitoring and the creation of a robust corrosion database that will contain permissible corrosion parameters for steel pipelines of local networks. In doing so, account will be taken of local conditions such as e.g. the aggressiveness of the soil.

A5. Analysis of corrosion damage to the insulating surface of the main pipeline

In the course of the work, data from a comprehensive survey of the underground gas pipeline in operation were obtained.

The gas pipeline was measured in 2002 by a set of IPI-95 (insulation damage detector). The equipment consists of a generator, a receiver, headphones, a ground holder, search pins. The principle of operation of the instrument is based on the reception and assessment of potentials from the pipe surface along the pipeline route, which are generated by the generator and vary according to the quality of the insulation.

With the aid of a generator, a pulse current of 1000 Hz frequency is created in the investigated pipeline. The operator moves along the pipeline with the receiver and monitors the signal level according to the deflection of the indicator arrow and the sound level in the phone. The magnitude of the signal is determined by the potential difference on the surface of the earth, which is formed by the passing of alternating current along the chain. Where insulation is damaged, the transition resistance of the "pipe-earth" is reduced and the signal is increased.

Based on the results of complex measurements, it is possible to assess the performance of existing electrical protection devices and assess the protection of the gas pipeline.

					Приложение А	Лист
						152
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The soil adjacent to the gas pipelines under investigation is compositionally heterogeneous, which is a consequence of a number of reasons. During construction, they are mixed with tracked equipment. As a result, soils considered to be corrosive-non-hazardous may be reclassified or approached and become more aggressive, or vice versa.

The corrosivity of the soil depends on several factors: structure, porosity, humidity, air permeability, pH, chemical composition, electrical conductivity, etc. Furthermore, corrosion may occur due to galvanic vapour on the pipeline due to the rapidly changing characteristics of the ground. Of the natural soils, clay, loamy, saline and peat soils have the greatest corrosive activity.

The protective equipment located along the gas pipelines is exposed to many factors, such as extreme temperature fluctuations, high-tension waves in the areas of thunderstorm activity, stray currents, etc.

The gas pipeline is protected by insulation coatings, cathodic polarization and drainage.

The insulating coating is made with a polyethylene film «Poliken 980-25» in one layer and a polyethylene wrapper in one layer - the normal type of insulation. On sections crossing railways, roads, leks - reinforced type of insulation is used - two layers of polyethylene film «Poliken 980-25» with «Primer» and one layer of wrapper.

The total length of the gas pipeline surveyed was 50 km. The potential for the system of electrochemical protection to be switched on between minus 20.34 and plus 1.25V (when electric trains pass). Gas pipeline zero mark - crane junction at 440 km. The results of the measurements show defects of insulation.

The length of the sections with insulation defects on this thread was 1.7%.

The following data were obtained from the electrometric surveys of the gas pipeline (440-490 km).

					Приложение А	Лист
						153
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

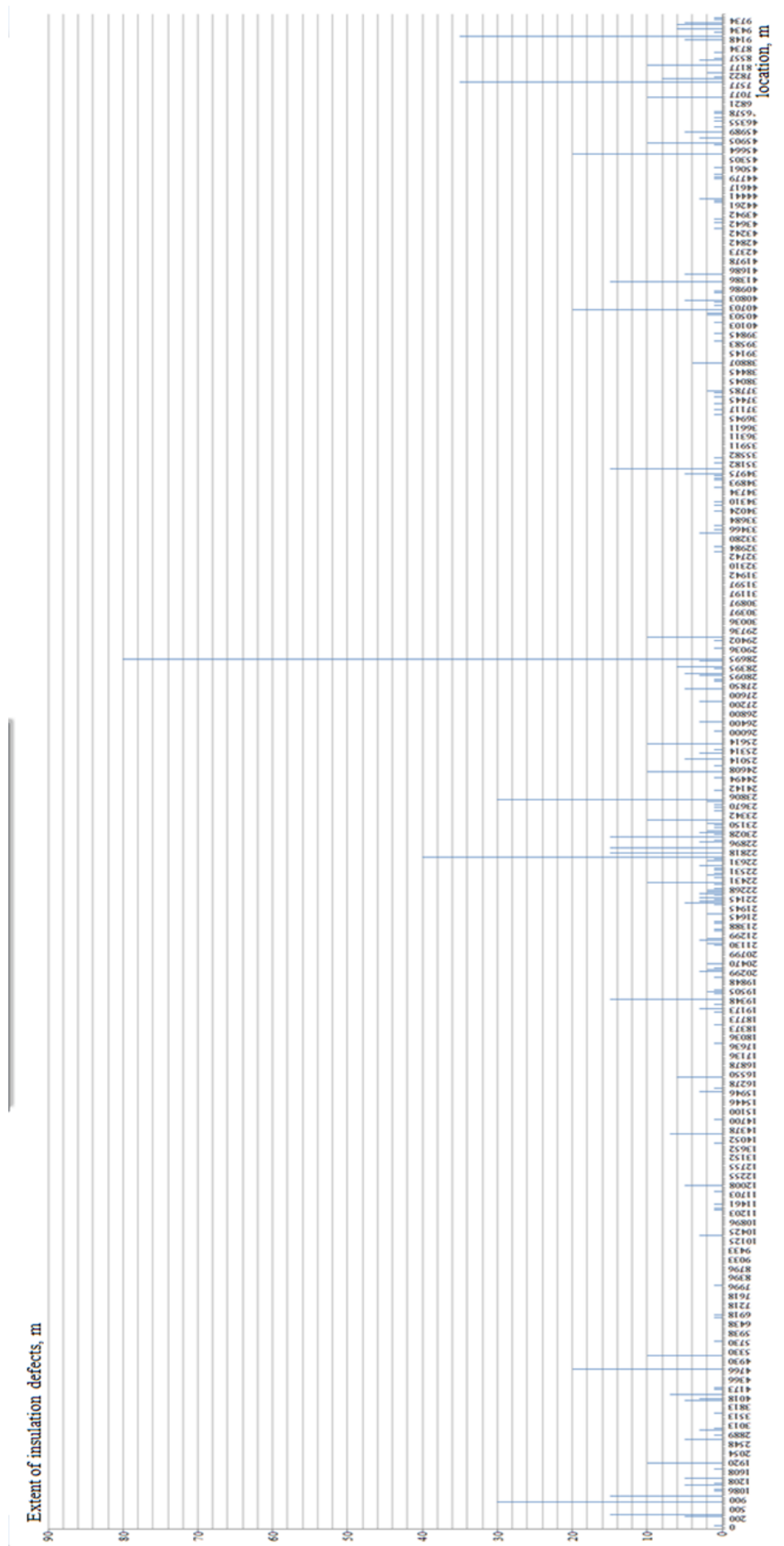


Fig. 3. Identified gas pipeline insulation defects 440 - 490 km 2002

In 2012, work was carried out on a comprehensive periodic survey of the underground gas main pipeline on the second thread 214-317 km.

Field work included a set of electrometric measurements aimed at determining the technical status of the electrochemical protection system and the status of the insulation covering.

The main gas pipeline was surveyed from 214 km on 317 km on the second thread. The total length of the surveyed gas pipeline stretch was 109.074 km.

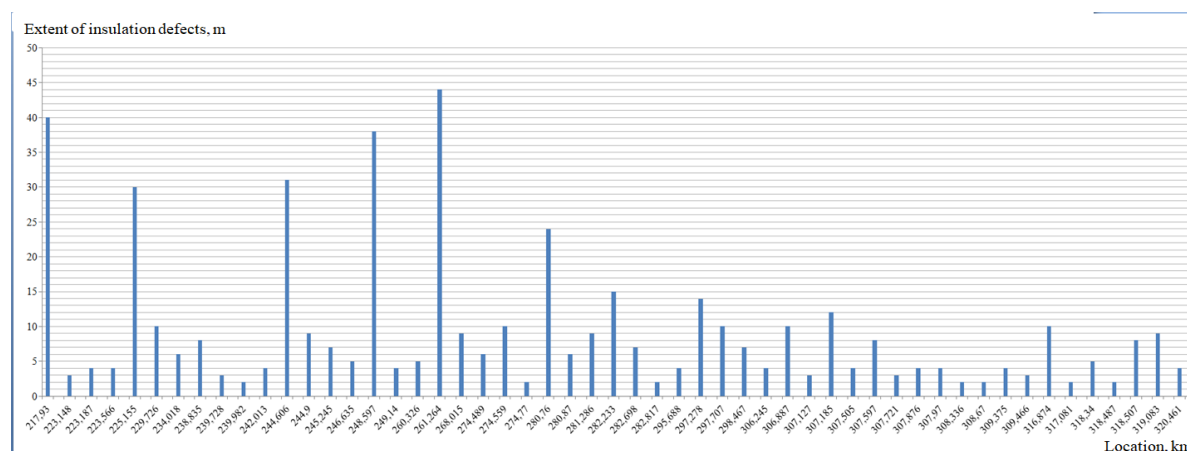
The main gas pipeline 214-317 km 2nd line was put into operation in 1992-1997. The gas main pipe 214-317 km 2nd thread is mounted from pipes with a diameter of 1020 mm with a wall thickness of 10.5-16 mm.

The gas pipeline crosses gullies, shallow streams, rivers, marshes. The soil types of the pipeline are mainly as follows:

1. Loamy (with soup)
2. Sand
3. Poorly decomposing and decomposing peat (river crossings and wetlands).

In accordance with the project (executive) documentation, the 9 cathodic protection stations actively protect the main gas pipeline. A total of 127 monitoring stations have been set up to monitor the status of electrochemical protection.

During the survey, a damage detector was used to detect defects in the insulation covering of pipeline sections.



The survey yielded data on the length of defects in the insulation of the pipeline. The total length of the defective sections was 485 meters. The length of the longest defective section was 44 m per 261 km. The average length of the plots is 9.15 m. The number of the largest areas with defects was 9 zones (more than 10 m).

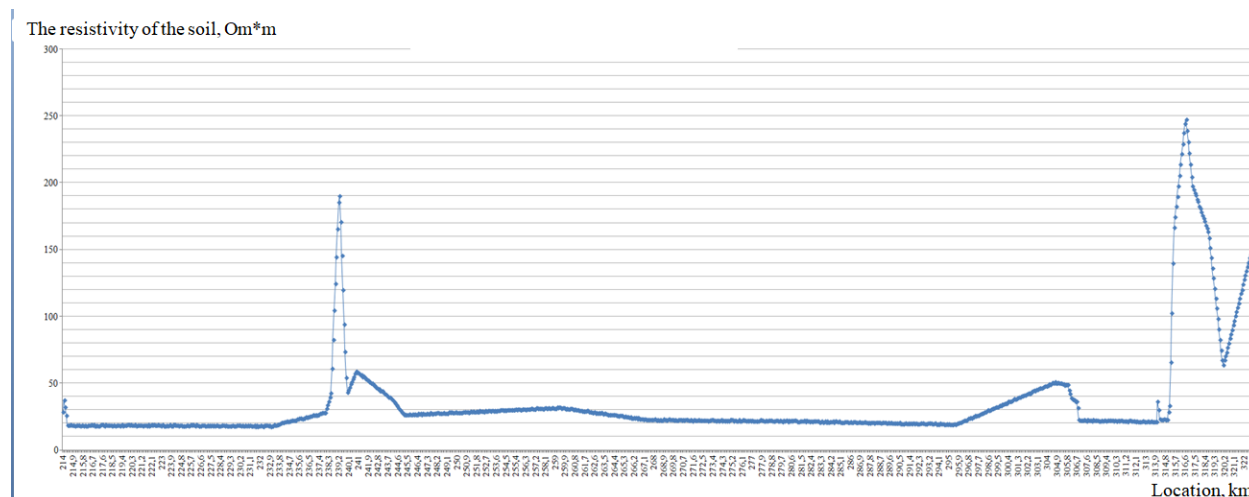


Fig. 5. Soil resistance of 2 strands of gas pipeline in 2012

A determination of the specific resistance of the ground was made to determine the corrosion hazard to underground structures. From 214 km to 234 km, the pipeline was surrounded by soil with high corrosive aggressiveness in 2012. Very low corrosive soil was observed at 239 km. From 234 km to 290 km, a decrease in corrosive aggression was observed. But from 290 km to 296 km, soil was again observed with high aggressiveness.

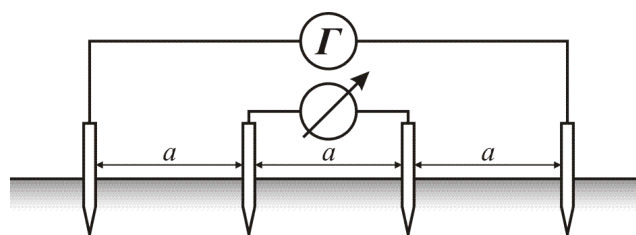


Fig. 6. Venus Installation to Determine Apparent Resistance to Soil

Table 1. Soil corrosion to carbon and low alloy steel

Soil corrosive activity	The resistivity of the soil, Om*m
Low	> 50
Average	20-50
High	<20

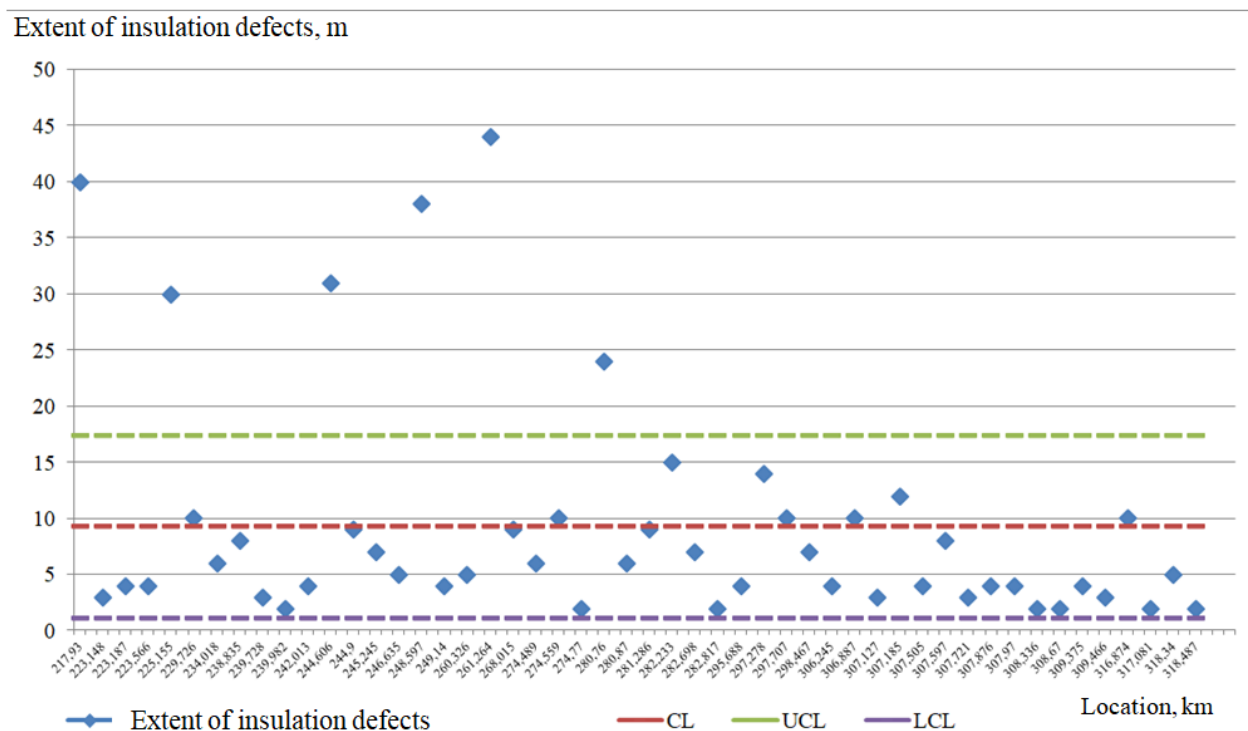


Fig. 7. Shuhart maps for identified gas pipeline insulation defects, 2012

In the course of work Shuhart Maps of type - \bar{X} for quantitative data were used. The entire sample was divided into 5 sub-groups of 10 observations. The arithmetic mean of the arithmetic mean of the arithmetic subgroups of the sample was selected as the centre line of the CL. UCL and LCL lines are computed as follows:

$$\bar{X} \pm A_3 \bar{s}$$

where \bar{X} is the arithmetic mean of the arithmetic mean of the sample; A_3 is the coefficient for calculating the reference limits; \bar{s} is the average of the sample standard deviations of the subgroups.

The coefficient for sampling isolation defects is 0.975, as in the sub-group of 10 observations (5 subgroups of 10 observations).

Table 2. Coefficients for calculating reference boundaries

Number of observations in the subgroup n	Coefficients for calculating reference boundaries										
	A_1	A_2	A_3	B_3	B_4	B_5	B_6	D_1	D_2	D_3	D_4
2	2,121	1,880	2,659	0,000	3,267	0,000	2,606	0,000	3,686	0,000	3,267
3	1,732	1,023	1,954	0,000	2,568	0,000	2,276	0,000	4,358	0,000	2,574
4	1,500	0,729	1,628	0,000	2,266	0,000	2,088	0,000	4,696	0,000	2,282
5	1,342	0,577	1,427	0,000	2,089	0,000	1,964	0,000	4,918	0,000	2,114
6	1,225	0,483	1,287	0,030	1,970	0,029	1,874	0,000	5,078	0,000	2,004
7	1,134	0,419	1,182	0,118	1,882	0,113	1,806	0,204	5,204	0,076	1,924
8	1,061	0,373	1,099	0,185	1,815	0,179	1,751	0,388	5,306	0,136	1,864
9	1,000	0,337	1,032	0,239	1,761	0,232	1,707	0,547	5,393	0,184	1,816
10	0,949	0,308	0,975	0,284	1,716	0,276	1,669	0,687	5,469	0,223	1,777

As a result, 6 anomalous points above the UCL upper boundary were removed from the sample for greater confidence. The same measures were carried out for sampling the specific resistance of the gas pipeline with the same dimension (6 anomalous points were found).

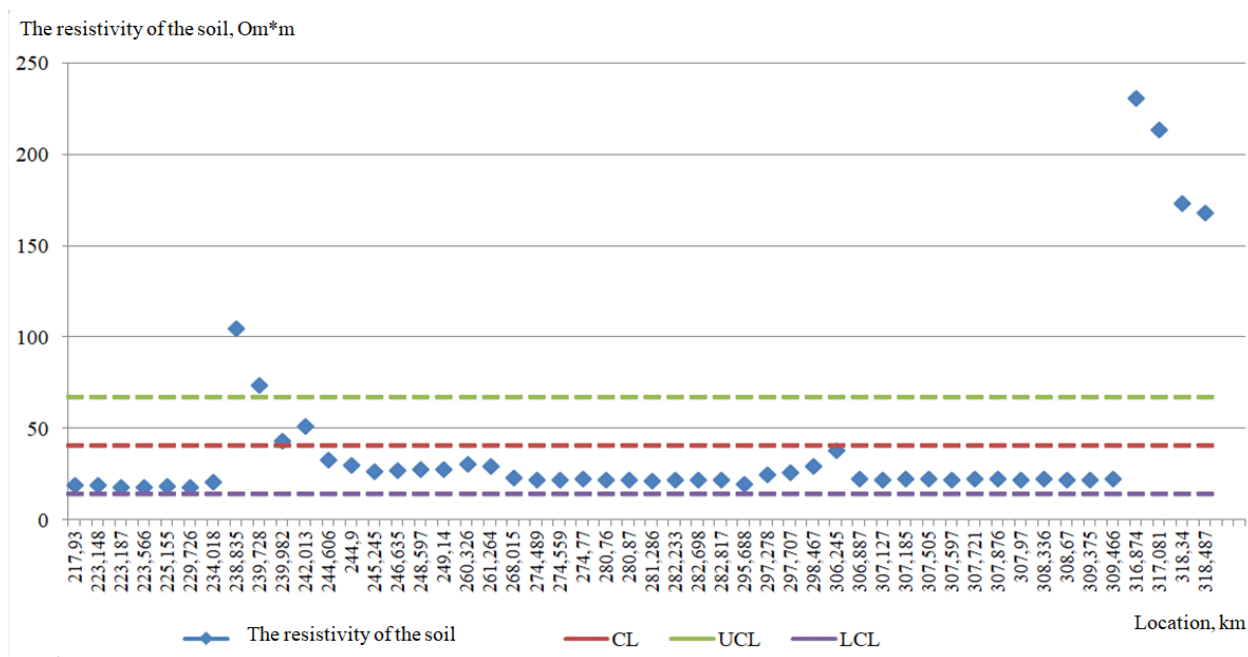


Fig. 8. Shuhart Maps for 2012 Gas Pipeline Resistance Ratio

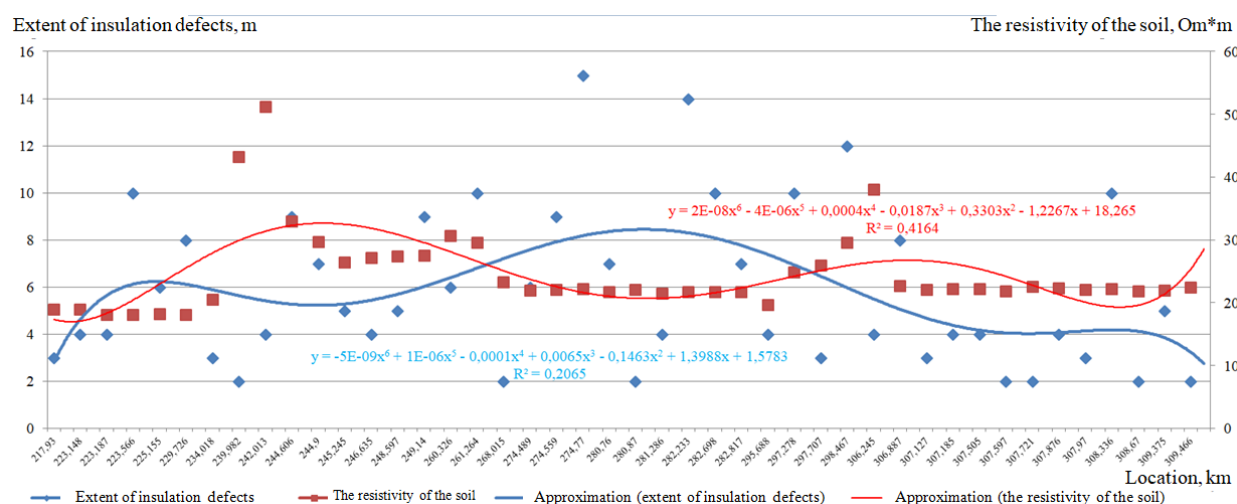


Fig. 9. Identified isolation defects and ground resistance of the 2nd branch of the pipeline 214 km - 317 km 2012

Based on the samples obtained, the data were approximated: polynomial and linear. The regression lines show that the number and length of the defects fall synchronously over the gas pipeline. And the polynomial trends of these parameters, in general, are in the counterphase. This shows a decrease in the number of insulation defects with an increase in the specific resistance of the soil and vice versa.